

**“EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE DAÑO EXTERNOS PRESENTES EN TANQUE
ATMOSFÉRICO DE TECHO FIJO TK-41 MEDIANTE LA METODOLOGÍA DE LA NORMA API 579-
1/ASME FSS-1.”**



MONOGRAFÍA PARA OBTENER EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD Y
CORROSIÓN

PRESENTA:

ING. DAMIÁN IVÁN ALEJANDRO SERRANO

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

BOGOTÁ 2020

FORMATO DE PRESENTACIÓN DE LA MONOGRAFÍA

PAGINA DE PRESENTACIÓN:

**EVALUACIÓN DE MECANISMOS DE DAÑO EXTERNOS PRESENTES EN TANQUE ATMOSFÉRICO
DE TECHO FIJO TK-41 MEDIANTE LA METODOLOGÍA DE LA NORMA API 579-1/ASME FSS-1.**

DAMIÁN IVÁN ALEJANDRO SERRANO

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA.

CIUDAD.

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Tunja,

La autoridad científica de la Facultad de Ingeniería, reside en ella misma, por lo tanto, no responde por las opiniones expresadas en este trabajo de grado

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	12
2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	13
2.1. Descripción del problema.....	13
2.2. Formulación del problema	13
3. JUSTIFICACIÓN	14
4. OBJETIVOS.....	15
4.1. Objetivo general:.....	15
4.2. Objetivos específicos:.....	15
5. CAPITULO I: MARCO TEÓRICO	16
5.1. Información de la empresa.....	16
5.2. Tanques de Almacenamiento.....	17
5.2.1. Clasificación de tanques de acero:.....	18
5.2.2. Tanques criogénicos.....	18
5.2.3. Tanques de techo fijo	19
5.2.4. Tanques de techo flotante	20
5.2.5. Tanque de techo fijo con diafragma interno.....	21
5.3. Corrosión externa en tanques.....	22
5.3.1. Corrosión atmosférica	22
5.3.2. Corrosión atmosférica en tanques	22
5.3.3. Inspección de corrosión externa localizada.....	23
5.4. API 579/ASME FSS-1 Fitness for Service.....	23
5.4.1. Contenido de Norma API 579/ASME FSS-1.....	24
5.5. Mecanismos de daño	26

5.5.1.	Defectos preexistentes	26
5.5.2.	Degradación en servicio	27
5.6.	Procedimiento general de evaluación	28
5.7.	Niveles de evaluación.....	29
6.	CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO.....	31
6.1.	Aplicabilidad y limitaciones del procedimiento.....	31
6.1.1.	Limitaciones basadas en tipo de falla.	31
6.1.2.	Limitaciones basadas en temperatura.....	31
6.1.3.	Aplicabilidad de procedimientos de evaluación Nivel 1 y Nivel 2.....	33
6.2.	Datos requeridos	35
6.2.1.	Datos de diseño.....	35
6.2.2.	Historial de Mantenimiento y Operación.....	36
6.2.3.	Datos y mediciones requeridos para una evaluación FFS	37
6.2.4.	Perfiles de espesor.....	37
6.2.5.	Dimensionamiento de área a evaluar:.....	38
6.2.6.	Dimensionamiento de defecto:	44
6.2.7.	Discontinuidad estructural más cercana	45
6.3.	Técnicas de evaluación.....	46
6.3.1.	Evaluación FSS Nivel 1	46
6.3.2.	Evaluación FSS Nivel 2	51
7.	CAPITULO III: DESARROLLO DE LA MONOGRAFÍA	56
7.1.	Recolección de datos para evaluación.....	56
7.1.1.	Inspección Visual y dimensionamiento de planos y perfiles de inspección.....	58
7.2.	Evaluación de área local adelgazada.....	63
7.2.1.	Evaluación de Aptitud Para Servicio Nivel 1.....	63

7.2.2.	Evaluación de Aptitud Para Servicio Nivel 2.....	66
7.3.	Calculo de vida remanente	71
8.	CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
8.1.	Conclusiones.....	73
8.2.	Recomendaciones.....	74
9.	BIBLIOGRAFÍA.....	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Tanques de techo fijo.....	20
Figura 2 Tanques de Techo Flotante	21
Figura 3. Tanque de techo fijo con diafragma interno.....	22
Figura 4 Corrosión por picaduras en láminas de tanque	23
Figura 5 Plano de Inspección para Tanques Atmosféricos.....	38
Figura 6 Plano de Inspección y Perfil Critico de Espesores	40
Figura 7 Perfil Critico de Espesor CTP, Plano Longitudinal (Proyección de línea M).....	40
Figura 8 Dimensionamiento de una región con múltiples áreas de pérdida de metal para una evaluación.....	42
Figura 9 Dimensionamiento de una región aislada de pérdida de metal y una red de regiones de pérdida de metal.....	43
Figura 10 LTA Dimensionamiento de defecto	44
Figura 11 Procedimiento para determinar discontinuidad estructural más cercana	45
Figura 12 Criterios de detección de Nivel 1 para la pérdida local de metal en un cuerpo cilíndrico	51
Figura 13 Proceso de subdivisión para determinar el RSF	55
Figura 14 Mínimo valor RSF determinado	55
Figura 15 Primer Área localmente adelgazada por picaduras.....	58
Figura 16 Medición de dimensión s y c	59
Figura 17 Medición de picaduras	60
Figura 18 Red de inspección.....	60
Figura 19 Perfil Critico de Espesor CTP	61
Figura 20 Evaluación de puntos de intersección de λ y R_t	65
Figura 21 Subdivisión de perfil longitudinal de espesores	69

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Contenido de norma API 579/ASME FSS-1	24
Tabla 2 Anexos de norma API 579/ASME FSS-1.....	25
Tabla 3 Procedimiento general de evaluación	28
Tabla 4 Niveles de Evaluación	30
Tabla 5 Temperaturas máximas de operación dependiendo del material	32
Tabla 6 Tipos de componentes.....	34
Tabla 7 Factor de Folias M_t , basado en el parámetro de falla longitudinal o meridional \mathcal{L} ,.....	48
Tabla 8 Datos requeridos para evaluación de aptitud para el servicio	56
Tabla 9 Datos Obtenidos de Inspección	61
Tabla 10 Calculo de factor de esfuerzo remanente por cada subsección	70

LISTA DE NOMENCLATURAS

A^i	Área de metal perdido basado en s^i incluido FCA_{ml}
A_0^i	Área original del metal basado en s^i
C_{rate}	Velocidad de corrosión futura anticipada en el área local adelgazada
c	Extensión circunferencial o longitud en la región de pérdida de metal basado en t_c
D	Diámetro interno del cilindro
FCA_{ml}	Futura corrosión admisible aplicada en la región de pérdida de metal
FCA	Futura corrosión admisible aplicada en la región lejos de la pérdida de metal local
$LOSS$	la cantidad de pérdida de metal uniforme lejos de la ubicación local de pérdida de metal en el momento de la evaluación.
λ	Parámetro de longitud de falla
λ^i	Incremento longitudinal del parámetro de longitud de falla
M_t^i	Factor de folias basado en la extensión longitudinal de un área local adelgazada
MFH	altura máxima de llenado del tanque sin daños
MFH_r	altura de llenado máxima reducida del tanque dañado.
RSF	factor de resistencia restante calculado basado en la extensión meridional del LTA
RSF^i	RSF para la subsección actual que se está evaluando
s	Extensión longitudinal o longitud de la región de pérdida local de metal basada en el futuro espesor corroído t_c
s^i	Extensión longitudinal o incremento de la longitud de la pérdida de metal
t_c	Futuro espesor de pared corroída lejos del área dañada.
t_{min}	Espesor mínimo requerido para el componente basado en la presión de diseño del equipo.
t_{mm}	Espesor mínimo medido determinado en el momento de la evaluación
t_{nom}	Espesor nominal o suministrado del componente ajustado para la tolerancia del molino según corresponda

t_{rd}	Espesor uniforme lejos del lugar de pérdida de metal local establecido por las mediciones de espesor en el momento de la evaluación
$time$	Tiempo para la operación futura
LTA	Área local adelgazada
FSS	Aptitud para el servicio

1. INTRODUCCIÓN

El siguiente trabajo presenta una metodología de evaluación de integridad mediante la aplicación de la Norma API 579-1/ASME FSS-1 para los mecanismos de daño encontrados en el tanque atmosférico de techo fijo perteneciente a la Estación de Bombeo Cabecera La Libertad, de EP Petroecuador.

En el año 2019 se realizó la inspección visual externa del tanque atmosférico de techo fijo TK-41, en los reportes de inspección visual se detalló la presencia de corrosión por picaduras en la parte superior del anillo de rigidez central del tanque, esta corrosión inicia entre las soldaduras del ángulo que conforma el anillo de rigidez y las láminas de la pared del tanque, además de la corrosión por picaduras el inspector identificó corrosión general en las láminas de la pared del tanque. Las picaduras han generado una zona localmente adelgazada lo que compromete la integridad estructural del equipo.

La operatividad de este equipo es primordial para el almacenamiento y distribución de productos limpios, debido a ello es necesario planificar su mantenimiento, la presencia de corrosión por picaduras ha limitado el tiempo de operación de este equipo. Por lo cual es requerido una evaluación ingenieril que nos permita conocer el estado actual y el tiempo planificado para mantenimiento.

American Petroleum Institute tiene la norma API 579/ASME FSS-1, mediante el uso de la metodología de esta norma se pueden realizar evaluaciones cuantitativas de la integridad del equipo. En el presente trabajo se realizará la evaluación de los mecanismos de daños externos encontrados mediante inspección visual en el tanque, aplicando la metodología API 579/ASME FSS-1.

Los resultados obtenidos de la evaluación de integridad permiten elaborar una planificación de mantenimiento y calcular la vida remanente del equipo mediante el uso de código de inspección.

2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

2.1. Descripción del problema.

El tanque atmosférico de techo fijo TK-41 ubicado en la Estación de Bombeo Cabecera La Libertad ha presentado corrosión atmosférica severa en las láminas del cuerpo, en el centro del cuarto anillo se encuentra un rigidizador elaborado de un perfil angular, en la parte superior de la junta de soldadura tipo filete compuesta por el ángulo rigidizador y la lámina del cuerpo del tanque se han observado picaduras alrededor de toda la circunferencia, estas picaduras se encuentran en zonas visiblemente afectadas por la corrosión atmosférica externa de las láminas del tanque.

En la parte detallada anteriormente se observan dos mecanismos de daño presentes en la misma área, la primera es la corrosión atmosférica provocada por la degradación del recubrimiento de la pared externa del tanque, este tipo de corrosión ha afectado a la mayoría de la superficie externa y puede causar un adelgazamiento general de las láminas del cuerpo del tanque, el segundo mecanismo de daño observado se ubica en zonas donde el ángulo rigidizador y la lámina de la pared no proveen una forma de evacuación del agua lluvia y demás contaminantes depositados causando acumulación de agua, polvo y otros sólidos traídos por el viento, lo que ha generado picaduras debajo de estos depósitos, estos mecanismos de daño pueden comprometer la integridad estructural del tanque debido a la pérdida de espesor general y localizada, si la corrosión presente aumenta existe el riesgo de fuga causando pérdida de contención del producto almacenado.

2.2. Formulación del problema.

Presentar una metodología de ingeniería para una evaluación cuantitativa de la integridad estructural de los componentes del tanque afectados por los mecanismos de daño presentes, con el fin de saber si es posible que estos componentes pueden continuar en servicio o deberán ser reparados.

3. JUSTIFICACIÓN

El tanque atmosférico de techo fijo TK 41 construido en el año de 1968 con una capacidad de almacenamiento de 12719 m³ de DIÉSEL presenta corrosión general y localizada, la mayor cantidad de estos mecanismos de daño se encuentran en la parte central de la pared, esta corrosión puede comprometer la integridad estructural del tanque a corto plazo provocando fallas por fuga o colapso estructural, debido a esto es necesario realizar una evaluación ingenieril que nos permita conocer de forma cuantitativa el estado actual de los componentes afectados por esta corrosión, además calcular que tiempo más podría continuar en servicio o si los componentes requieren reparación o una mitigación como la disminución de altura de llenado del tanque.

4. OBJETIVOS

4.1. Objetivo general:

Realizar una evaluación de integridad estructural mediante metodología cuantitativa en un tanque atmosférico de techo fijo que presenta corrosión general y corrosión localizada por picaduras en la misma área.

4.2. Objetivos específicos:

1. Recolectar datos de las condiciones operativas, condiciones de diseño, materiales, historial de inspecciones, reparaciones y mantenimiento del tanque.
2. Realizar inspecciones visuales u otros END que nos permitan dimensionar las zonas afectadas por los mecanismos de daños.
3. Realizar evaluación de integridad estructural aplicando la metodología de la norma API 579-1/ASME FSS-1.
4. Realizar cálculos de vida remanente bajo condiciones actuales y condiciones futuras usando código de inspección API 653.
5. Presentar métodos de reparación o mitigación y control de mecanismos de daños que permitan su operación segura.

5. CAPITULO I: MARCO TEÓRICO

5.1. Información de la empresa

En el año de 1971 El gobierno de Ecuador por primera vez empezó a manejar la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de la industria petrolera, esta industria antes era manejada por empresas extranjeras, para la administración de estas actividades creo en 1975 la empresa Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE, esta empresa estatal desempeño un papel importante en el crecimiento económico del país.

En el año de 1989 se creó la empresa estatal Petróleos del Ecuador Petroecuador, esta empresa asumió en su totalidad la refinación y el trasporte de petróleo y derivados, ampliando refinerías, estaciones de bombeo, terminales, oleoductos y poliductos.

Después de 21 años se convirtió en empresa pública mediante decreto ejecutivo, EP Petroecuador fue creada en el mes de abril del año 2010, mediante este decreto se le da autonomía administrativa, operativa y patrimonio propio, forman parte de su estructura organizacional tres gerencias, gerencia de refinación, gerencia de transporte y gerencia de comercialización, la gerencia de transporte es la encargada de la distribución y transporte de los derivados de petróleo desde las tres refinerías del país.

La Estación de Bombeo Cabecera La Libertad pertenece a la gerencia de transporte de EP Petroecuador, se encuentra ubicada en el Cantón la Libertad Provincia de Santa Elena, inicia sus operaciones en el mes de agosto de 1990. Desde esta estación se transportan derivados de petróleo a través de poliductos, el poliducto La Libertad Guayaquil tiene una extensión de 165 km de tubería de diez pulgadas de diámetro, el poliducto Libertad Manta tiene una extensión de 185 km de tubería de ocho pulgadas de diámetro.

La capacidad de almacenamiento de la Estación es de 142268 m³ de derivados de petróleo. Transporta diariamente por los poliductos 48300 m³ de productos hacia las ciudades de Manta y

Guayaquil, esta estación posee catorce tanques atmosféricos para almacenamiento de producto, tres tanques de techo fijo son utilizados para el almacenamiento de Diésel.

5.2. Tanques de Almacenamiento

El tanque es un equipo estático que está diseñado para almacenar o procesar fluidos, previos o posterior al proceso de refinación, los tanques son contruidos de diferentes tipos, tamaños y materiales dependiendo del objetivo para el cual se tenga en cuenta el uso de dicho tanque. La volatilidad del fluido almacenado, y la presión a la que se someterá el mismo, determinarán el tipo de tanque que se usará.

Existen tanques que generalmente trabajan a presión atmosférica, es decir que son tanques que están diseñados para operar a una presión interna en donde la presión de vapor real es aproximadamente equivalente a la presión atmosférica, entendiéndose que presión de vapor de un líquido, es la presión de su vapor a una temperatura dada cuando las fases de vapor y líquido están en equilibrio.

Usualmente estos tanques están contruidos por carbón o por una aleación de acero, o metales para servicios especiales y de acuerdo a su tipo de construcción, son remachados soldados y atornillados.

Sin embargo, también se pueden construir de concreto o madera, las consideraciones para el diseño de tanques atmosféricos, están dadas en las siguientes normas API: •

API Standard 12A: Especificaciones para tanques de almacenamiento de aceite con cuerpo remachado.

API Standard 12B: Especificaciones para tanques de producción atornillados •

API Standard 12D: Especificaciones para tanques de producción soldados de gran tamaño .

API Standard 12E: Especificaciones para tanques de producción de madera •

API Standard 12F: Especificaciones para tanques pequeños soldados para producción

API Standard 650: Tanques de acero soldados para hidrocarburos

También existen tanques llamados de baja presión, los cuales han sido diseñados para operar a presiones en donde el espacio de vapor o gas excede de los límites permitidos en la norma API 650, pero que no se exceda de 15 [psi]. Estos tanques son comúnmente contruidos de acero y son usualmente soldados, aunque también pueden ser remachados. Las reglas para la construcción de estos tanques se encuentran en la norma API 620: Reglas para el diseño y construcción de grandes tanques de almacenamiento para baja presión soldados.

5.2.1. Clasificación de tanques de acero:

Estos pueden ser horizontales y verticales. Los primeros no tienen mucha demanda, ya que almacenan un bajo volumen de fluidos con relación al área de terreno que ocupan, sin embargo, fueron utilizados en los inicios de la explotación del petróleo, por ello se pueden encontrar en algunas instalaciones antiguas. Los tanques verticales permiten almacenar grandes cantidades volumétricas con un bajo costo. Con la limitante que solo se pueden usar a presión atmosférica o presiones internas relativamente bajas.

Estos tipos de tanques se clasifican en:

- Tanques criogénicos
- Techo fijo
- Techo flotante
- Techo fijo con diafragma interno

5.2.2. Tanques criogénicos

Son recipientes cilíndricos verticales que se caracterizan por tener un tanque interior y otro exterior separados por un material aislante de perlita expandida y el espacio anular ambientado con nitrógeno o gas natural, se encuentra sometido al vacío para evitar pérdidas de evaporación; operan a una presión interna de entre 6 a 8 [psi]. La estructura del equipo criogénico es un recipiente compacto, robusto y fácil de operar. El llenado superior reduce la presión dentro del tanque, el

llenado inferior la incrementa. El sistema de presurización permite al operador incrementar la presión durante la descarga de líquido a un tanque o el gas a los evaporadores. Regulando la apertura de las válvulas de llenado de tope y de fondo, no ocurre ningún cambio significativo de la presión durante el envío de líquido. Esto representa un suministro de líquido constante a los vaporizadores. Se usan en el almacenamiento de productos como etileno, propano, propileno, amoníaco, etc. Maneja temperaturas de hasta $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$, con combinación de baja y alta presión. Los recipientes criogénicos de almacenamiento suministran líquidos a baja temperatura a redes o a tanques de menor capacidad.

5.2.3. Tanques de techo fijo

La característica principal de estos tanques es su techo. Figura 1, que está fijo en la parte superior y de forma cónica con pendiente variable, la estructura externa no cambia mucho con respecto a los demás, puesto que conserva la forma cilíndrica que los caracteriza. Entre sus componentes principales destacan: los soportes para el techo, registros de medición, de muestreo, de acceso y válvulas de relevo. Los tanques deben ser herméticos al vapor y al líquido debido a la posible pérdida del producto, y al peligro potencial de incendio.

Se emplean para contener productos no volátiles o de bajo contenido de ligeros (no inflamables) como son: agua, diésel, asfalto, petróleo crudo, etc., debido a que, al disminuir la columna de fluido, se va generando una cámara de aire que facilita la evaporación del fluido, lo que es altamente peligroso. Como se almacena aceite con bajo contenido de ligeros, en algunas circunstancias puede liberar gas, esto sucede cuando se expone el aceite a cambios de temperatura, dichos cambios se dan de manera natural en el ambiente, conforme se presenta el día y la noche, esto genera que el contenido de ligeros del aceite se comience a evaporar mientras la temperatura aumenta y se concentre en la parte superior del tanque, por encima del líquido, esto genera un esfuerzo excesivo que tiende a causar deformación, que se resuelve liberando gas al ambiente, cuando la temperatura disminuye el gas liberado comienza a condensarse y vuelve a ser líquido, necesitando que se le adicione aire al tanque para evitar un posible desplome del techo.



FIGURA 1 TANQUES DE TECHO FIJO

Fuente: API 575 Inspection Practices for Atmospheric and Low- Pressure Storage Tank

5.2.4. Tanques de techo flotante

La efectividad de los techos flotantes, también conocidos como cúpulas flotantes, Figura 2, así como sus sellos, se han mejorado en gran medida desde que la primera cúpula flotante que fue construida en el año de 1923. Durante los años cincuenta las cúpulas flotantes fueron sometidas a extensas pruebas, las cuales demostraron que dicho tipo de tanques reduce significativamente las pérdidas de vapores. De hecho, el escape de vapores se reduce a tal grado que el costo adicional sobre un techo cónico (techo fijo), se puede recuperar en un periodo de tiempo relativamente corto.

Éste tipo de tanque está equipado con un techo de lámina de acero flexible capaz de expansionarse y contraerse, según las condiciones de presión dentro del tanque, permitiendo que exista un escape casi nulo de gas en el tanque cuando el gas se expande, y que no se le adicione aire cuando se contrae el gas, como en el caso de los tanques de techo fijo.

El techo está construido de una lámina metálica ligera soldada o remachada, unida al borde superior de la envoltura del tanque. En su posición normal el techo descansa en soportes ubicados a una altura variable, diseñados para que, en ausencia de líquido almacenado, el techo no toque el fondo

del tanque, cuando el techo descansa sobre el soporte y el tanque no tiene líquido en su interior, adopta la forma de un cono invertido.

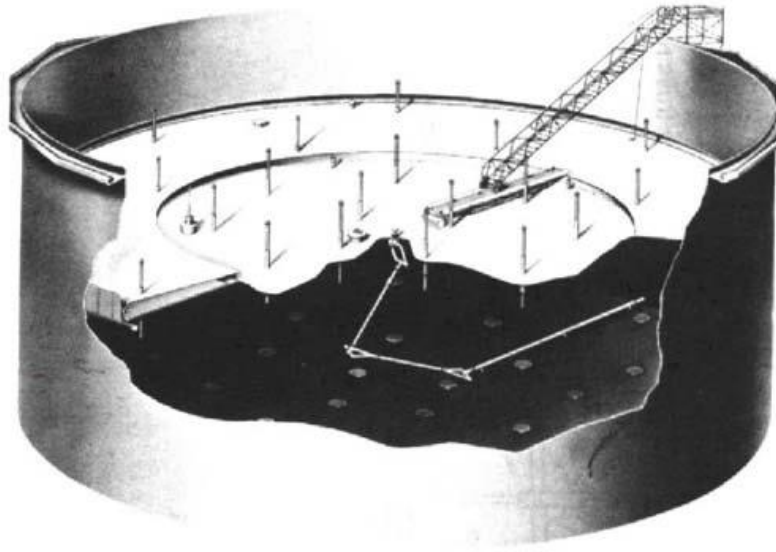


FIGURA 2 TANQUES DE TECHO FLOTANTE

Fuente: API 575 Inspection Practices for Atmospheric and Low- Pressure Storage Tank

5.2.5. Tanque de techo fijo con diafragma interno

Estos tanques son recipientes cilíndricos que cuentan con un techo fijo y una cubierta flotante que descansa en la superficie del líquido, Figura 3, resultando una combinación entre un tanque de techo fijo y uno de techo flotante. Existen dos configuraciones básicas: tanques en los cuales el techo fijo es soportado por columnas internas y tanques con techo fijo autosoportado (sin columnas internas), Además de la envoltura y el techo fijo, los componentes básicos del techo citado incluyen una cubierta flotante, un sello perimetral unido a la cubierta flotante, válvulas, medidores y soportes del techo fijo. En el espacio anular, se genera la mezcla de aire e hidrocarburos inflamables, lo que provoca la evaporación del fluido almacenado, éste problema se minimiza instalando venteos en el techo fijo que permitan la circulación del aire en ese espacio libre.

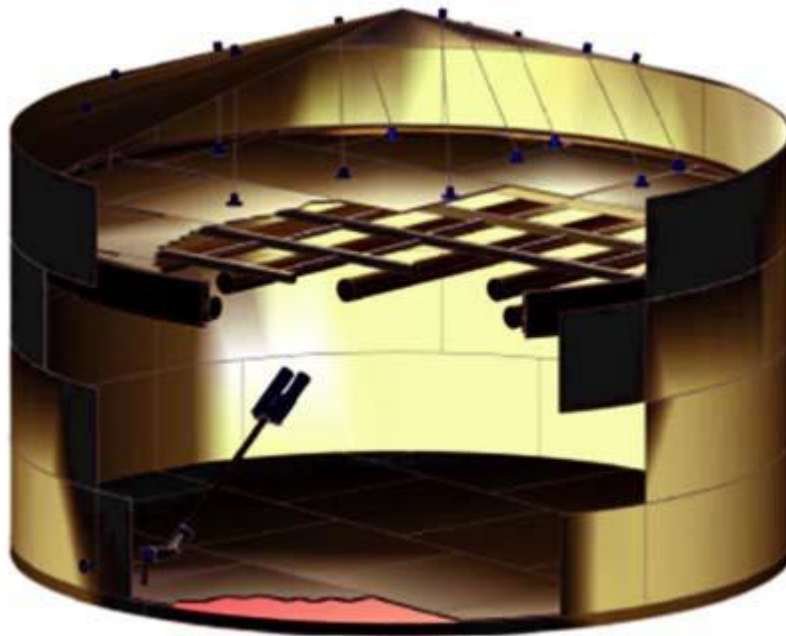


FIGURA 3. TANQUE DE TECHO FIJO CON DIAFRAGMA INTERNO

Fuente: API 575 Inspection Practices for Atmospheric and Low- Pressure Storage Tank

5.3. Corrosión externa en tanques

5.3.1. Corrosión atmosférica

Corrosión que se produce por la humedad asociada con las condiciones atmosféricas. Los ambientes marinos y los ambientes industriales húmedos y contaminados con contaminantes en el aire son los más severos. Los ambientes rurales secos causan muy poca corrosión.

5.3.2. Corrosión atmosférica en tanques

La corrosión atmosférica puede ocurrir en todos los componentes metálicos del tanque expuestos a la atmósfera. El tipo de tanque, los detalles de construcción y las condiciones ambientales pueden afectar la ubicación, extensión y severidad de la corrosión externa. Por ejemplo, una atmósfera sulfurosa, ácida o marina puede dañar los revestimientos protectores y aumentar la velocidad de corrosión.

Las superficies externas del tanque y el equipo auxiliar se corroerán más rápidamente si no se protegen con revestimientos donde las superficies están en contacto con la humedad o el suelo.

Es probable que el contacto prolongado con el agua provoque corrosión localizada. Tales áreas susceptibles deben protegerse con revestimientos diseñados para resistir la inmersión a largo plazo. Las inspecciones deben apuntar a áreas donde los detalles de la construcción del tanque provoquen la acumulación de agua o sedimentos.

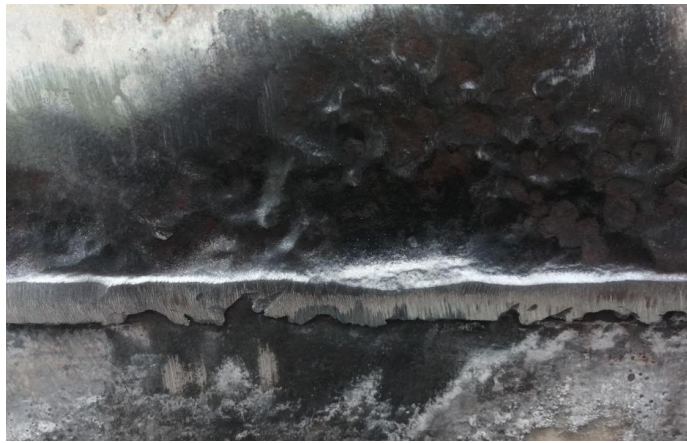


FIGURA 4 CORROSIÓN POR PICADURAS EN LÁMINAS DE TANQUE

Fuente: Autor

5.3.3. Inspección de corrosión externa localizada.

La profundidad de las áreas localizadas de corrosión se puede medir colocando una regla lo suficientemente larga para abarcar el área corroída en el eje longitudinal, luego midiendo desde la regla hasta el punto más bajo del área corroída. Las áreas aisladas de corrosión se pueden dimensionar midiendo las profundidades con medidores o galgas para picaduras.

5.4. API 579/ASME FSS-1 Fitness for Service

La norma API 579/ASME FSS-1 fue desarrollada desde 1990 por un comité de API y de *Chemical Manufacturers Association* a partir de un programa de investigación vinculada administrado por *Material Properties Council*.

Las evaluaciones de aptitud para servicio FSS son evaluaciones de ingeniería cuantitativas que se realizan para demostrar la integridad estructural de un componente en servicio que puede contener una falla o un mecanismo de daño, o que pueden estar operando bajo una condición específica que podría causar una falla.

La norma API 579/ASME FSS-1 proporciona una metodología para realizar evaluaciones FSS utilizando cálculos específicamente preparados para equipos presurizados. Estas evaluaciones FSS son actualmente reconocidas y referenciadas por los códigos y normas API (510, 570, 653) y por NB-23 como medios adecuados para evaluar la integridad estructural de los recipientes a presión, sistemas de tuberías y los tanques de almacenamiento.

Los procedimientos de evaluación FSS se pueden usar para evaluar defectos comúnmente encontrados en equipos estáticos, estos procedimientos no pretenden proporcionar una guía definitiva para cada situación posible que pueda surgir en operación del equipo.

5.4.1. Contenido de Norma API 579/ASME FSS-1

TABLA 1 CONTENIDO DE NORMA API 579/ASME FSS-1

PARTE	CONTENIDO
1	Introducción
2	Procedimiento de evaluación de aptitud para el Servicio
3	Evaluación de fractura frágil en equipos existentes
4	Evaluación de pérdida general de metal
5	Evaluación de pérdida de metal local
7	Evaluación de picaduras de corrosión

8	Evaluación de ampollas por hidrogeno y daño por hidrogeno asociado con HIC y SOHIC
9	Evaluación de defecto tipo grieta
10	Evaluación de componentes operando en régimen de termofluencia
11	Evaluación de daño por fuego
12	Evaluación de abolladuras, entallas y combinaciones abolladura-entalla
13	Evaluación de laminaciones
14	Evaluación de daño por fatiga

TABLA 2 ANEXOS DE NORMA API 579/ASME FSS-1

PARTE	CONTENIDO
2A	Bases técnicas y validación
2B	Mecanismos de daño
2C	Ecuaciones para espesor, esfuerzo y MAWP
2D	Análisis de esfuerzos
2E	Propiedades de materiales
2F	Métodos alternos de RSF
9B	Compendio de FIE

9C	Esfuerzos de referencia
9D	Esfuerzos residuales
9F	Áreas de abertura de grietas
10B	Propiedades de mecánica de fractura
11B	Análisis de esfuerzos para defectos para defectos tipo grieta
14B	Propiedades de fatiga
14C	Correcciones por plasticidad y conteo de ciclos

5.5. Mecanismos de daño

En este anexo se proporciona una visión general de los tipos de falla y daños observados, concentrándose en los mecanismos de daño inducidos por el servicio. También proporciona información general sobre los métodos de mitigación y monitoreo.

Al realizar una evaluación de FSS, es muy importante determinar las causas del daño observado hasta la fecha, y la probabilidad y el grado de daño adicional que pueda ocurrir en el futuro. Los defectos y daños que se descubren durante una inspección en servicio pueden ser el resultado de una condición preexistente antes de que el componente del equipo ingrese al servicio y/o podría ser inducida por el servicio.

La causa raíz del deterioro podría deberse a consideraciones de diseño inadecuadas, incluida la selección de materiales y detalles de diseño, o la interacción con entornos/condiciones agresivas a la que el equipo este sujeto durante el servicio normal o durante periodos transitorios.

5.5.1. Defectos preexistentes

Los defectos preexistentes pueden ser por materiales soldaduras o construcción.

Los defectos por materiales son los que ocurren durante la producción, incluyendo laminaciones y traslapes en productos forjados, segregaciones, grietas y explosiones de productos de fundición

Los defectos por soldadura son los que se producen como resultado del proceso de unión por soldadura tales como: falta de penetración, falta de fusión, agrietamiento, porosidad, escoria, socavados.

Los defectos por construcción son asociados con la fabricación, estos incluyen falta de redondez, formación de grietas, rectificado de grietas y marcas, abolladuras y daños mecánicos.

5.5.2. Degradación en servicio

En la mayoría de los casos, uno o más de estos defectos previos al servicio no conducen a una falla inmediata. Por lo general, solo los defectos graves provocan una falla durante una prueba hidrostática o neumática previa al servicio.

Los daños asociados con deficiencias o daños previos al servicio a menudo solo se descubren durante una inspección en servicio, porque en muchos casos las técnicas de inspección utilizadas son más sensibles o el alcance de la inspección es más amplio que la inspección utilizada durante la construcción original.

Algunos daños pueden clasificarse con relativa facilidad como servicio previo, en función de sus características y ubicación, sin embargo, algunos daños son indistinguibles del daño inducido por el servicio.

Por lo tanto, la decisión clave que debe tomarse es si el defecto y el deterioro asociado (independientemente de su origen) es probable que aumenten en el futuro en función del material, el esfuerzo, las condiciones de servicio y el tamaño del defecto.

Los modos de daño clasificados como degradación en servicio son:

Agrietamientos conectados a la superficie

Agrietamientos subsuperficiales

Perdida de metal general o localizada

Microfisuración o microformación de cavidades

Cambios metalúrgicos.

5.6. Procedimiento general de evaluación

La norma API 579/ASME FSS-1 provee un procedimiento general para la evaluación de los catorce mecanismos de daño que evalúa, a continuación, se detalla este procedimiento.

TABLA 3 PROCEDIMIENTO GENERAL DE EVALUACIÓN

PASO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN GENERAL
1	Identificación	El primer paso en una evaluación FSS es identificar el tipo de falla y la causa del daño. En el anexo 2B de esta norma se proporciona una descripción general de los mecanismos de daño que pueden ayudar a identificar las causas probables de daño.
2	Aplicabilidad	La aplicabilidad y las limitaciones del procedimiento de evaluación se describen en cada parte, con esta información se puede tomar una decisión si proceder o no con una evaluación.
3	Datos	Datos de diseño, información de mantenimiento, historial operativo, servicio futuro esperado y otros datos específicos para la evaluación FSS como el tamaño del daño, el estado de esfuerzos en el componente, la ubicación de la falla y propiedades del material son requeridos.

4	Técnicas de evaluación	Las técnicas de evaluación y los criterios de aceptación se proporcionan en cada parte si existen múltiples mecanismos de daño, puede ser necesario utilizar más de una parte para evaluación.
5	Vida remanente	La vida remanente se establece utilizando los procedimientos de evaluación de FSS con una estimación de daños futuros.
6	Remediación	Métodos de remediación se proporcionan en cada parte según el mecanismo de daño o el tipo de falla, en algunos casos las técnicas de remediación pueden usarse para controlar el daño futuro asociado con el crecimiento de defectos o deterioro de material.
7	Monitoreo	Los métodos para el monitoreo en servicio se proporcionan en cada parte, el monitoreo en servicio se puede usar para aquellos casos en los que no se puede establecer adecuadamente un intervalo de inspección o vida restante debido a la complejidad asociada al entorno en servicio
8	Documentación	La documentación debe incluir un registro de toda la información y las decisiones tomadas en cada uno de los pasos anteriores para calificar el componente para operación continua.

5.7. Niveles de evaluación

Se proporcionan tres niveles de evaluación en cada parte de la norma API 579/ASME FSS-1, estos niveles cubren los procedimientos de evaluación FSS, en cada parte se incluye un diagrama para ilustrar como se interrelacionan estos niveles de evaluación.

En general cada nivel de evaluación proporciona un equilibrio entre el conservadurismo, la cantidad de información requerida para evaluación, la habilidad del personal que realiza la evaluación y la complejidad de análisis que se realiza.

TABLA 4 NIVELES DE EVALUACIÓN

NIVEL	DESCRIPCIÓN GENERAL
1	Emplea criterios conservadores, con una cantidad mínima de información de inspección. Puede ser realizada por personal de planta o personal de ingeniería.
2	Proporciona resultados más detallados y precisos de evaluación que el nivel 1, con información similar, sin embargo, se emplean cálculos más detallados. Típicamente es llevado a cabo por ingenieros especialistas con experiencia y conocimientos FSS
3	Proporciona la evaluación más detallada, los resultados obtenidos son más precisos que el Nivel 2, pero requiere una inspección e información más detalladas, el análisis puede estar basado en métodos numéricos tales como elementos finitos o técnicas experimentales de prueba, es llevada a cabo por ingenieros especialistas con amplia experiencia y conocimiento sobre FSS.

6. CAPITULO II: MARCO METODOLÓGICO.

Este capítulo se basa en desarrollo de la metodología para evaluación de aptitud para el servicio en componentes con pérdida de metal localizada, este método se describe en la parte 5 de la norma API 579/ASME FSS-1, el procedimiento de evaluación tiene como objetivo determinar si el equipo evaluado puede o no continuar en servicio.

6.1. Aplicabilidad y limitaciones del procedimiento

Los procedimientos de este capítulo forman Parte de la norma API 579/ASME FSS-1 y se pueden utilizar para evaluar componentes sujetos a pérdida local de metal por corrosión, erosión, daño mecánico o exceso de rectificadores por amoladoras, o se predice que excederá la tolerancia de corrosión antes de la próxima inspección programada. Las pérdidas locales de metal pueden ocurrir en la superficie interior o exterior del componente. Los tipos de fallas que se caracterizan como pérdida local de metal se definen de la siguiente manera:

- a) Área local adelgazada (LTA). La longitud del área es del mismo orden de tamaño que el ancho.
- b) Canal o ranura (Groove). Una zona delgada cuyo largo es mucho mayor que el ancho. Si la ranura fue formada por daño mecánico se le llama entalla (gouge) y se evalúa por la Parte 12 del API 579/ASME FSS-1

6.1.1. Limitaciones basadas en tipo de falla.

Esta Parte se limita a la evaluación de la pérdida local de metal, para otros tipos de mecanismos de daño se deberá aplicar la parte correspondiente listada en la Tabla 1 del CAPITULO I.

6.1.2. Limitaciones basadas en temperatura

Los procedimientos de evaluación solo se aplican a componentes que no operan en el rango de fluencia; la temperatura de diseño es menor o igual al valor de la tabla 5. Se debe consultar a un

ingeniero de materiales con respecto al límite de temperatura del rango de fluencia para materiales que no se enumeran en la tabla 5.

TABLA 5 TEMPERATURAS MÁXIMAS DE OPERACIÓN DEPENDIENDO DEL MATERIAL

MATERIAL	TEMPERATURA LIMITE
Acero al carbono (UTS \leq 414 MPA (60 Ksi))	343 °C (650°F)
Acero al carbono (UTS > 414 MPA (60 Ksi))	371 °C (700°F)
Acero al Carbono - Grafitado	371 °C (700°F)
C- $\frac{1}{2}$ Mo	399 °C (750°F)
1 $\frac{1}{4}$ Cr $\frac{1}{2}$ Mo Normalizado y templado	427 °C (800°F)
1 $\frac{1}{4}$ Cr $\frac{1}{2}$ Mo Recocido	427 °C (800°F)
2 $\frac{1}{4}$ Cr $\frac{1}{2}$ Mo Normalizado y templado	427 °C (800°F)
2 $\frac{1}{4}$ Cr $\frac{1}{2}$ Mo Recocido	427 °C (800°F)
2 $\frac{1}{4}$ Cr $\frac{1}{2}$ Mo Templado	427 °C (800°F)
2 $\frac{1}{4}$ Cr $\frac{1}{2}$ Mo-V	441 °C (825°F)
3 Cr-1Mo-V	441 °C (825°F)
5 Cr- $\frac{1}{2}$ Mo	427 °C (800°F)
7 Cr- $\frac{1}{2}$ Mo	427 °C (800°F)
9 Cr-1Mo	427 °C (800°F)
9 Cr-1Mo-V	454 °C (850°F)

12 Cr	482 °C (900°F)
AISI tipo 304 y 304H	510 °C (950°F)
AISI tipo 306 y 306H	538 °C (1000°F)
AISI tipo 321 y 321H	538 °C (1000°F)
AISI tipo 347 y 347H	538 °C (1000°F)
Aleación 800	565 °C (1050°F)
Aleación 800H	565 °C (1050°F)
Aleación 800HT	565 °C (1050°F)
HK-40	649 °C (1200°F)

6.1.3. Aplicabilidad de procedimientos de evaluación Nivel 1 y Nivel 2

Los procedimientos de Evaluación de Nivel 1 y 2 se aplican solo si se cumplen todas las condiciones siguientes:

- El procedimiento de este capítulo solo aplica a componentes que han sido diseñados en base a una de las siguientes normas:
 - a) ASME B&PV Code, Section VIII, Division 1
 - b) ASME B&PV Code, Section VIII, Division 2
 - c) ASME B&PV Code, Section I
 - d) ASME B31.1 Piping Code
 - e) ASME B31.3 Piping Code⁷

f) API 650

g) API 620

- El procedimiento de este capítulo solo aplica a componentes que presenten una ductilidad adecuada. En caso no se conozca esta información, se deberá realizar una evaluación FFS de fragilidad.
- El procedimiento de este capítulo solo aplica a componentes que no se encuentran en servicio cíclico.
- El procedimiento aplica a las siguientes limitaciones sobre los tipos de componentes y las cargas aplicadas:

a) Evaluación de nivel 1: componentes de tipo A (ver tabla 6) sujetos a presión interna.

b) Evaluación de Nivel 2 - Componentes Tipo A y Tipo B, Clase 1 (ver tabla 6) sujetos a presión interna, presión externa y cargas suplementarias.

TABLA 6 TIPOS DE COMPONENTES

TIPOS DE COMPONENTES	
Componentes Tipo A	Tanques presurizados cilíndricos y cónicos
	Tanques esféricos presurizados y atmosféricos
	Componentes de tapa esférica, elíptica y toro esférica
	Los codos de tuberías
	Cilíndricos de almacenamiento atmosféricos
Componentes Tipo B	Injectores para recipientes a presión
	Boquillas de tanques y ramales en tuberías

	El refuerzo en la zona de transiciones cónicas
	Cilindro de tapa plana
	Placa porta tubos
	Bridas
	Sistemas de tuberías
Componentes Tipo C	Unión entre tanques presurizados y sus tapas
	Anillos de refuerzo unido a la carcasa
	Soportes de componentes a presión
	Drenajes del tanque

6.2. Datos requeridos

6.2.1. Datos de diseño.

Los siguientes datos de diseño del equipo original deben reunirse para realizar una evaluación FFS. El alcance de los datos necesarios depende del mecanismo de daños y el nivel de evaluación.

Los datos de los tanques pueden incluir algunos o todos los siguientes:

- a) La hoja de datos API original.
- b) Dibujos de fabricación que muestren detalles suficientes para permitir el cálculo de la altura máxima de llenado (MFH) para tanques de almacenamiento atmosférico y el MAWP para tanques de almacenamiento de baja presión. Se pueden usar datos detallados con bocetos cuando sea necesario si los dibujos de fabricación originales no están disponibles.

- c) Los cálculos de diseño originales o actualizados para los casos de carga, cálculos de pernos de anclaje.
- d) Los registros de inspección del componente en el momento de la fabricación.
- e) Informes de pruebas de materiales.
- f) Un registro de la última prueba hidráulica realizada, incluida la presión de prueba y la temperatura del metal en el momento de la prueba o, si la temperatura del metal no está disponible, la temperatura del agua o del ambiente.

Si algunos de estos datos no están disponibles, se deben realizar mediciones físicas o inspección de campo del componente para proporcionar la información necesaria para realizar la evaluación.

6.2.2. Historial de Mantenimiento y Operación

El historial de operación y mantenimiento de cualquier componente es de vital importancia para realizar una evaluación FFS, es por ello que cualquier ocurrencia que se suscitará, deberá ser registrada con el fin de poder contar con un historial de operación y mantenimiento adecuado. A continuación, se listan los registros necesarios:

- Deberá obtenerse la condición operativa real que consta de presión y temperatura, incluidas las condiciones de alteración. Si las condiciones operativas reales no están disponibles, se debe desarrollar una aproximación de uno en base a los datos operativos disponibles y la consulta con el personal operativo.
- Documentación de cualquier cambio significativo en las condiciones de servicio, incluida la presión, la temperatura, el contenido de fluido y la velocidad de corrosión. Deben revisarse y documentarse las condiciones de servicio pasadas y futuras.
- La fecha de instalación y un resumen de todas las alteraciones y reparaciones, incluidos los cálculos necesarios, los cambios de material, los dibujos y los procedimientos de reparación, incluidos los procedimientos de PWHT, si corresponde. Los cálculos deben incluir el espesor

de pared requerido y MAWP (MFH) para los tanques de almacenamiento atmosférico con definición y tolerancias para cargas suplementarias tales como viento y cargas sísmicas.

- Registros de todas las pruebas hidrostáticas realizadas como parte de cualquier reparación, incluida la presión de prueba y la temperatura del metal en el momento de las pruebas o, si la temperatura del metal no está disponible, la temperatura del agua o ambiente en el momento de la prueba, si se conoce.
- Resultados de exámenes previos en servicio, incluidas mediciones de espesor de pared y otros resultados de ensayos no destructivos que pueden ayudar a determinar la integridad estructural del componente y a establecer una tasa de corrosión.
- Registros de todas las reparaciones internas y modificaciones de las partes internas.
- Registros de lecturas de verticalidad para recipientes verticales o paredes de tanques.
- Registros de asentamiento de cimentación si se está evaluando la corrosión en las láminas inferiores o en las láminas de la pared del tanque.

Si algunos de estos datos no están disponibles, se deben realizar mediciones físicas para proporcionar la información necesaria para realizar la evaluación.

6.2.3. Datos y mediciones requeridos para una evaluación FFS

Para evaluar la corrosión o erosión local, se requieren lecturas de espesor en el componente en el área donde ocurrió la pérdida de metal. Si la pérdida de metal es menor que la tolerancia de corrosión o erosión especificada y se dispone de un espesor adecuado para la tolerancia de corrosión futura, no se requiere ninguna otra acción más que registrar los datos.

La siguiente información es necesaria para una evaluación de nivel 1 y nivel 2:

6.2.4. Perfiles de espesor

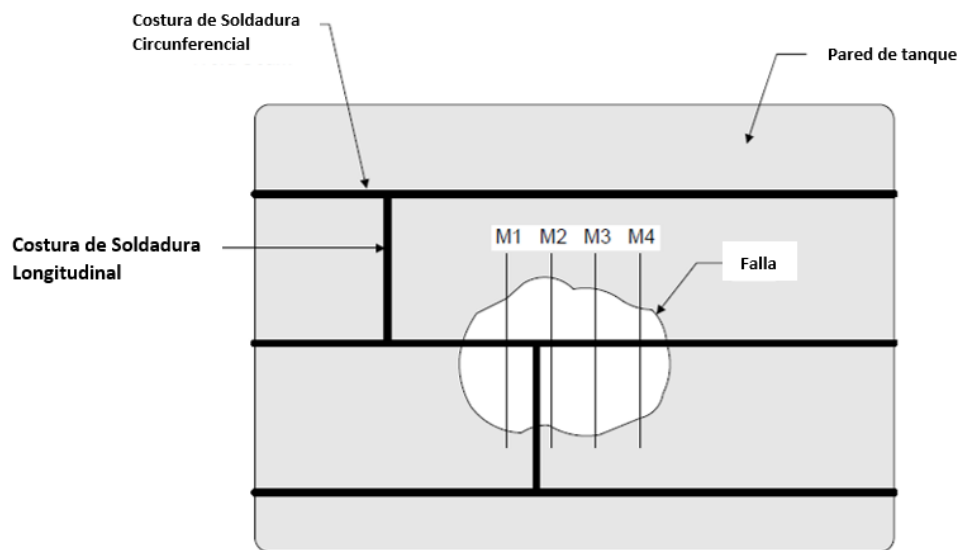
se debe identificar la región de pérdida local de metal en el componente y se deben establecer planos de inspección para registrar los datos de espesor. Con base en estos planos de inspección, se pueden establecer perfiles de espesor crítico (**CTP**) y el espesor mínimo medido, *tmm*, para la falla.

Área local adelgazada (**LTA**): se debe establecer una cuadrícula para obtener lecturas de espesor y establecer el **CTP** en las direcciones meridional (dirección longitudinal para un cilindro) y circunferencial. Para un tanque de almacenamiento atmosférico, solo se requiere el CTP longitudinal.

6.2.5. Dimensionamiento de área a evaluar:

Paso 1: Situar la región de pérdida de metal en el componente determinando, es decir la ubicación, orientación y longitud del plano de inspección

Paso 2: Determinar los planos de inspección, en el caso de tanques de almacenamiento los perfiles de inspección son en dirección longitudinal como se muestra en la figura 5



Notas:

1. M1 - M4 son meridionales (dirección longitudinal).
2. No se requieren planos de inspección circunferenciales porque la tensión normal a esta dirección es insignificante y no rige el cálculo del espesor de diseño.

FIGURA 5 PLANO DE INSPECCIÓN PARA TANQUES ATMOSFÉRICOS

Fuente: API 579/ASME FSS-1 2016 FITNESS FOR SERVICE

Paso 3: Marcar cada plano de inspección en el componente; la longitud del plano de inspección para la región corroída o erosionada debe ser suficiente para caracterizar la pérdida de metal.

Paso 4: Determine el espesor uniforme lejos de la pérdida local de metal en el momento de la evaluación. **trd.**

Paso 5: Mida y registre las lecturas de espesor de pared a intervalos a lo largo de cada plano de inspección y determine el espesor de pared mínimo medido, **tmm**. La distancia de separación para las lecturas de espesor debe permitir una caracterización precisa del perfil de espesor:

Si la superficie corroída no es accesible para inspección visual, entonces la distancia de separación recomendada para lecturas de espesor a lo largo de cada plano de inspección, **Ls**, se calcula con la siguiente formula:

$$L_s = \min (L, 2t_{rd})$$

sin embargo, se recomienda un mínimo de cinco lecturas de espesor para cada plano de inspección. La longitud para el espesor promedio **L** se calcula usando la ecuación:

$$L = Q\sqrt{D_{ml}} * t_{ml}$$

El espacio recomendado anteriormente para las lecturas de espesor se puede modificar en función del tamaño real y la extensión de la región de pérdida de metal. Si se utilizan métodos de inspección visual o ensayos no destructivos para cuantificar la pérdida de metal, se puede utilizar un espaciado alternativo siempre que la pérdida de metal en el componente se pueda caracterizar adecuadamente. Por ejemplo, si se determina que la región de pérdida de metal es uniforme en base a una inspección visual, el espaciado utilizado para tomar lecturas de espesor se puede aumentar sin una reducción en la precisión en la evaluación FFS.

Paso 6: Determine el CTP en las direcciones meridional. El CTP se determina proyectando el espesor mínimo restante para cada posición a lo largo de todos los planos de inspección paralelos en un plano común como se muestra en la Figura 6 y figura 7. La longitud del perfil se establece

determinando las ubicaciones del punto final donde el espesor de pared restante es mayor que t_{rd} en la dirección meridional.

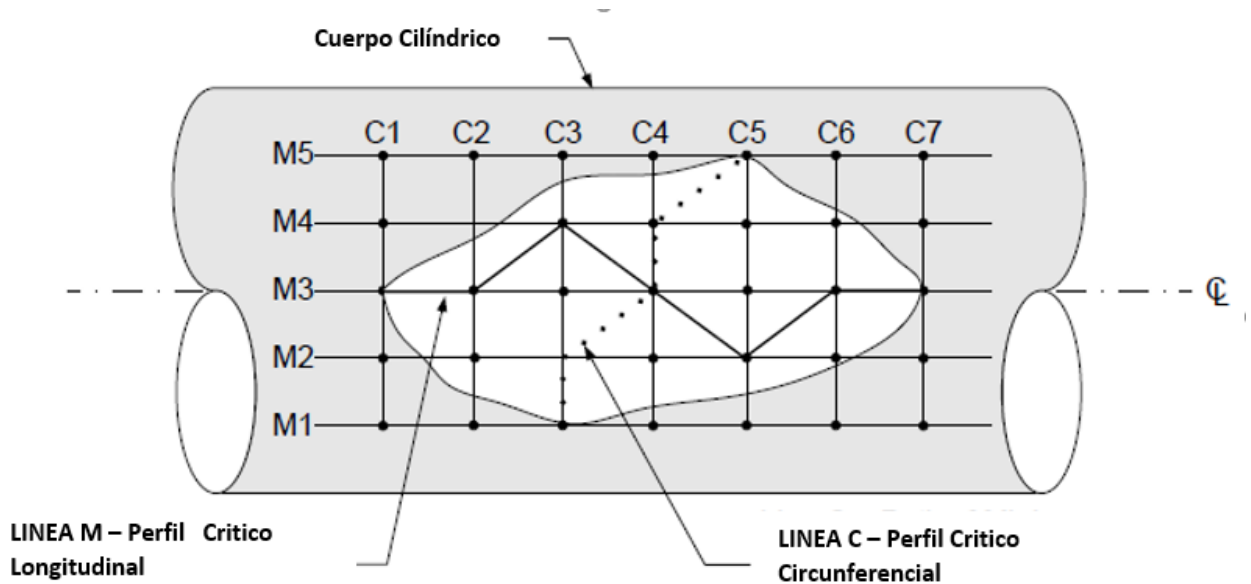


FIGURA 6 PLANO DE INSPECCIÓN Y PERFIL CRÍTICO DE ESPESORES

Fuente: API 579/ASME FSS-1 2016 FITNESS FOR SERVICE

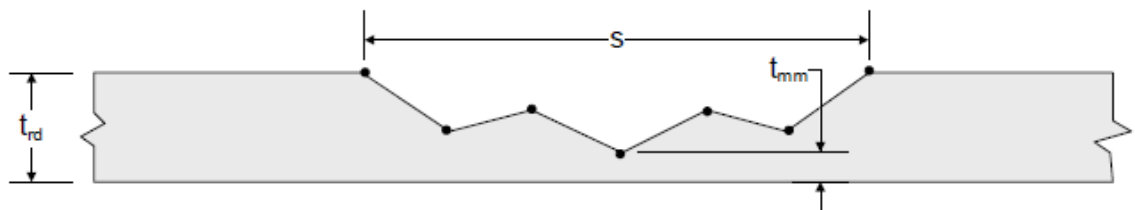
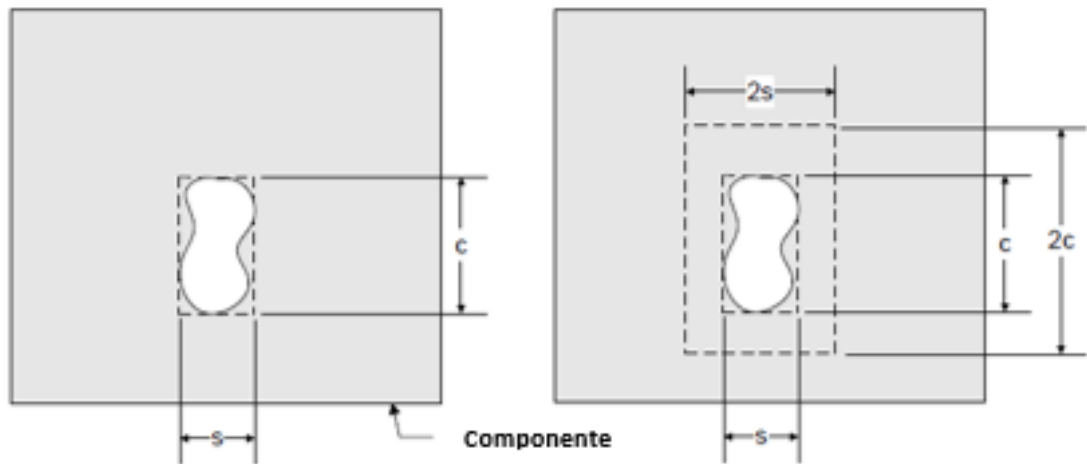


FIGURA 7 PERFIL CRÍTICO DE ESPESOR CTP, PLANO LONGITUDINAL (PROYECCIÓN DE LÍNEA M).

Fuente: API 579/ASME FSS-1 2016 FITNESS FOR SERVICE

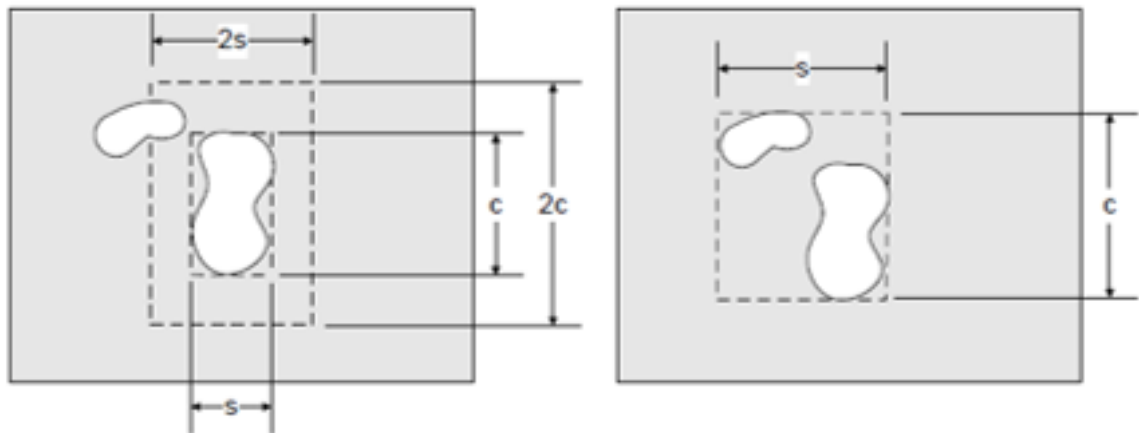
El CTP en la dirección meridional o longitudinal se obtiene proyectando el espesor mínimo en cada intervalo a lo largo de los planos de inspección M1-M5 en un plano común. La longitud de la pérdida de metal en la dirección longitudinal, indicada como **s**, se determina utilizando el CTP y **trd**.

Si hay múltiples fallas muy próximas entre sí, entonces el tamaño de la falla que se utilizará en la evaluación se establece considerando los efectos de las fallas vecinas utilizando la metodología que se muestra en la Figura 8. El CTP final para la falla, o red de fallas, se puede establecer como se muestra en la Figura 9.



Paso 1: Dibujar un cuadro que contenga cada LTA y medir s y c .

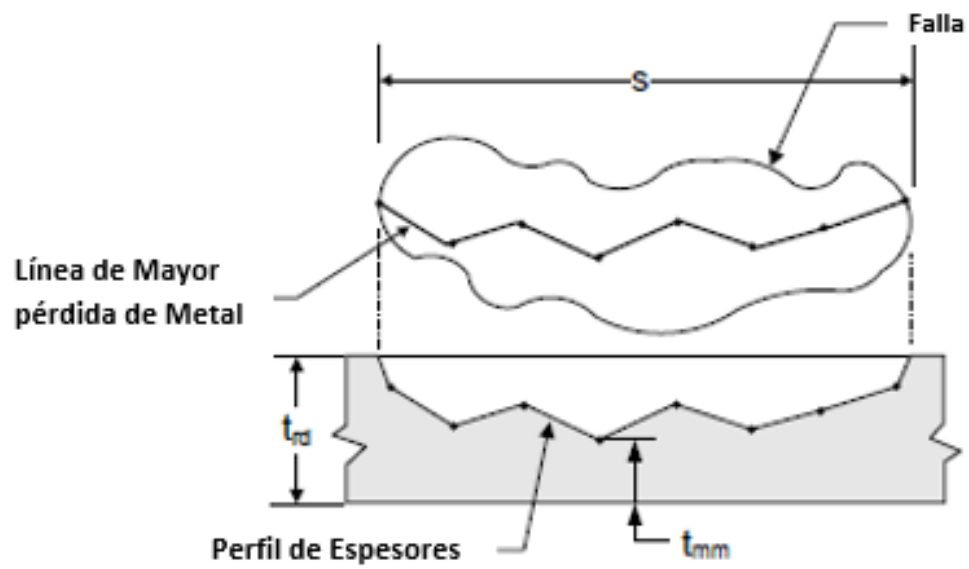
Paso 2: Dibujar un cuadro de tamaño $2s \times 2c$ alrededor de cada LTA. Si el cuadro del doble de tamaño cubre parte de otra LTA, agrupar las LTA.



Paso 3: Las dimensiones s y c del cuadro que agrupe las LTA que cumplan el criterio del paso 2 serán las que se usen para la evaluación.

FIGURA 8 DIMENSIONAMIENTO DE UNA REGIÓN CON MÚLTIPLES ÁREAS DE PÉRDIDA DE METAL PARA UNA EVALUACIÓN

Fuente: API 579/ASME FSS-1 2016 FITNESS FOR SERVICE



(a) Falla Aislada

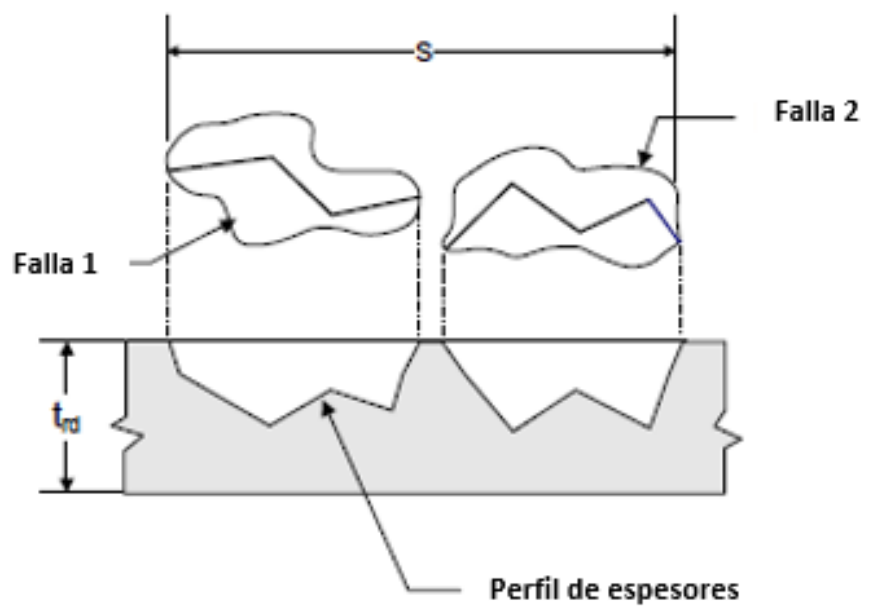


FIGURA 9 DIMENSIONAMIENTO DE UNA REGIÓN AISLADA DE PÉRDIDA DE METAL Y UNA RED DE REGIONES DE PÉRDIDA DE METAL

Fuente: API 579/ASME FSS-1 2016 FITNESS FOR SERVICE

6.2.6. Dimensionamiento de defecto:

El siguiente procedimiento se pueden utilizar para establecer las dimensiones del defecto:

Área local Adelgazada (LTA): las dimensiones relevantes son s y c (ver Figura 10), que se definen como las dimensiones longitudinales y circunferenciales, respectivamente, de la extensión de la pérdida de metal local basada en el CTP correspondiente. El CTP se determina mediante el procedimiento de perfiles espesor. Tanto s como c deben incluir el crecimiento futuro proyectado de la corrosión.

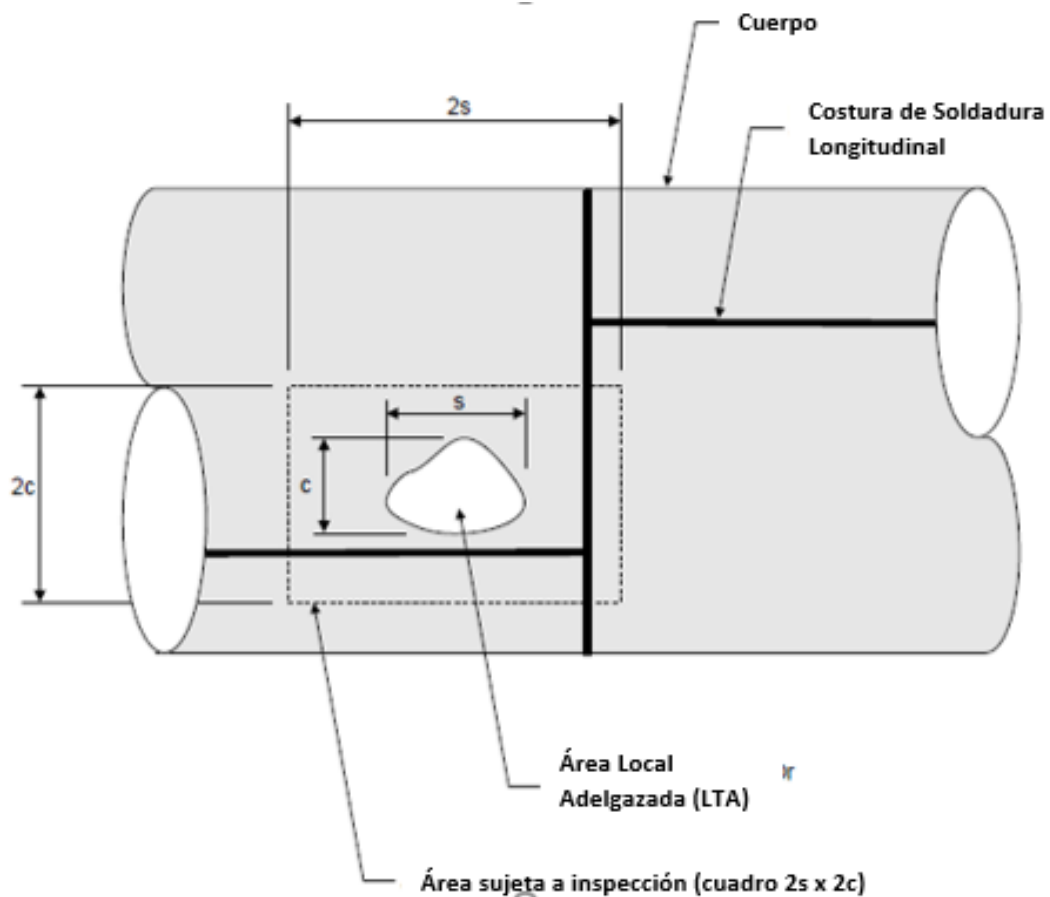


FIGURA 10 LTA DIMENSIONAMIENTO DE DEFECTO

Fuente: API 579/ASME FSS-1 2016 FITNESS FOR SERVICE

6.2.7. Discontinuidad estructural más cercana

La distancia a la discontinuidad estructural más cercana se debe determinar como se muestra en la figura 11.

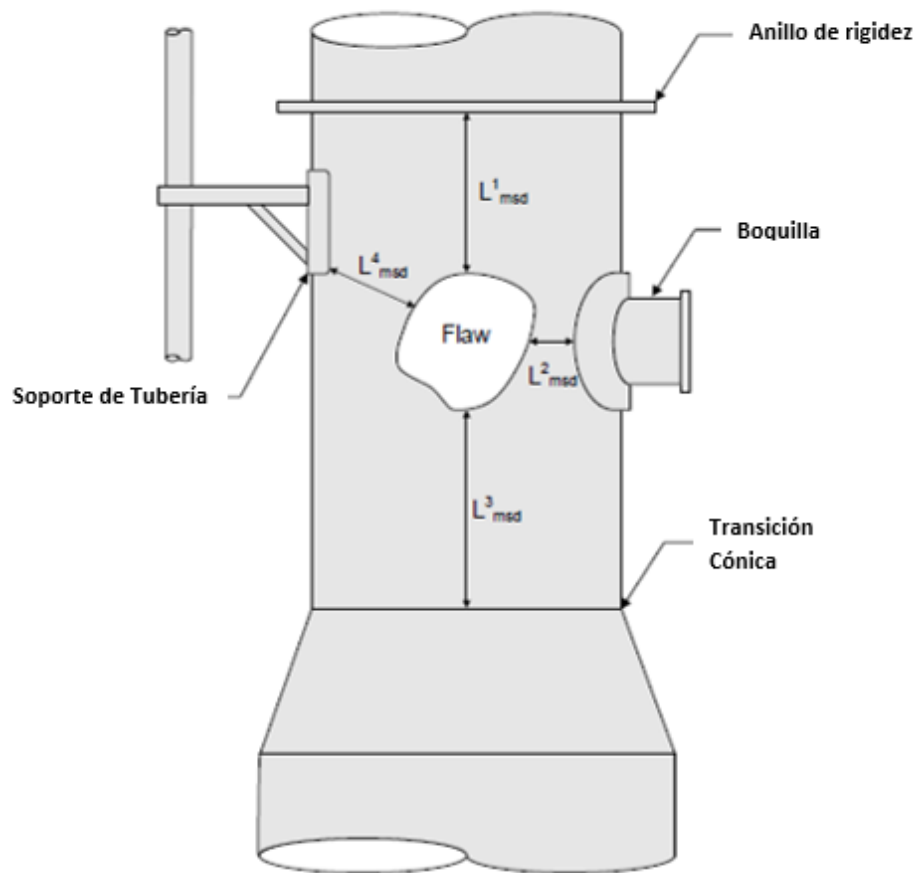


FIGURA 11 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR DISCONTINUIDAD ESTRUCTURAL MÁS CERCANA

Fuente: API 579/ASME FSS-1 2016 FITNESS FOR SERVICE

La mínima distancia a la discontinuidad estructural más cercana es definida por la siguiente formula:

$$L_{msd} = \min(L^1_{msd}, L^2_{msd}, L^3_{msd}, L^4_{msd})$$

6.3. Técnicas de evaluación

6.3.1. Evaluación FSS Nivel 1

Los procedimientos de Evaluación de Nivel 1 se pueden utilizar para evaluar un Componente Tipo A con pérdida local de metal sujeta a presión interna. Los procedimientos se pueden utilizar para determinar la aceptabilidad o recalificar un componente con un defecto. Si hay variaciones de espesor significativas en la longitud de la falla o si una red de fallas que está poco espaciada, este procedimiento puede producir resultados conservadores y se recomienda una evaluación de Nivel 2.

El procedimiento que se muestra a continuación está desarrollado para componentes presurizados donde se puede determinar un MAWP. Para un tanque de almacenamiento atmosférico, se puede seguir el mismo procedimiento para determinar un MFH reemplazando el MAWP con el MFH y determinando el MFH usando las ecuaciones de código aplicables para el cuerpo de un tanque.

Paso 1: Determine el perfil crítico de espesor (ver Figura 5 y Figura 7)

Paso 2: Determine el espesor mínimo usando una de las siguientes ecuaciones:

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA$$

$$t_c = t_{rd} - FCA$$

Paso 3: Determine el espesor mínimo medido en el área local adelgazada LTA, **t_{mm}**, y la dimensión **s** y **c** para el CTP.

Paso 4: Determine la relación de espesor restante y el parámetro de longitud de defecto longitudinal utilizando las siguientes ecuaciones:

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA_{ml}}{t_c}$$

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{Dtc}}$$

Paso 5: Determine los criterios límite para dimensiones de falla, si se cumplen los requisitos continuar con el paso 6, de lo contrario el defecto no es aceptable según criterio de evaluación Nivel 1.

$$R_t \geq 0.20$$

$$t_{mm} - FCA_{ml} \geq 2,5 \text{ mm (0.10 in)}$$

$$L_{msd} \geq 1.8\sqrt{Dt_c}$$

Paso 6: Si la región de pérdida de metal es categorizada como un LTA (LTA no es una ranura), entonces proceder con el paso 7, si la región es una ranura y cumple la siguiente ecuación:

$$\frac{g_r}{(1 - R_t)t_c} \geq 0.5$$

Proceder con el paso 7, de lo contrario no es aceptable evaluación de Nivel 1.

Paso 7: Determinar MFH usando el espesor calculado en el paso 2.

$$MFH = \frac{tS}{2.6DG} + 1$$

Paso 8: Ingrese la Figura 12 para un cuerpo cilíndrico o la Figura 13 para un cuerpo esférico con los valores calculados de λ y R_t . Si el punto definido por la intersección de estos valores está en la curva o por encima de ella, entonces la extensión longitudinal (extensión circunferencial o meridional para cuerpos esféricas) de la falla es aceptable para operar en el MFH determinado en el PASO 7. Si el defecto es inaceptable, luego determine el RSF usando la siguiente ecuación:

$$RSF = \frac{R_t}{1 - \frac{1}{M_t}(1 - R_t)}$$

Si un $RSF \geq RSFa$, entonces la región de pérdida de metal local es aceptable para la operación en el MFH determinado en el PASO 7. Si un $RSF < RSFa$, entonces la región de pérdida de metal local es aceptable para la operación en MFHr, donde MFHr es calculado utilizando la siguiente ecuación:

$$MFHr = Hf + (MFH - Hf) \left(\frac{RSF}{RSFa} \right)$$

En este cálculo se utilizará el MFH del paso 7.

El parámetro Mt es determinado de la tabla 7:

Si el equipo no es aceptable para la operación continua según los requisitos de la Evaluación de Nivel 1, se debe considerar lo siguiente, o combinaciones de los mismos:

- Reclasificar el equipo (Nivel de llenado) reparar o reemplazar el componente o equipo.
- Ajuste el factor de eficiencia de la junta soldada realizando un examen adicional y repita la evaluación.
- Realizar una evaluación de nivel 2 o 3.

TABLA 7 FACTOR DE FOLIAS MT, BASADO EN EL PARÁMETRO DE FALLA LONGITUDINAL O MERIDIONAL λ ,

λ	Mt	
	Cuerpos cilíndricos o cónicos	Cuerpos esféricos
0.0	1.001	1.000
0.5	1.056	1.063
1.0	1.199	1.218
1.5	1.394	1.427
2.0	1.618	1.673
2.5	1.857	1.946
3.0	2.103	2.240
3.5	2.351	2.552

4.0	2.600	2.880
4.5	2.847	3.221
5.0	3.091	3.576
5.5	3.331	3.944
6.0	3.568	4.323
6.5	3.801	4.715
7.0	4.032	5.119
7.5	4.262	5.535
8.0	4.492	5.964
8.5	4.727	6.405
9.0	4.970	6.858
9.5	5.225	7.325
10.0	5.497	7.806
10.5	5.791	8.301
11.0	6.112	8.810
11.5	6.468	9.334
12.0	6.864	9.873
12.5	7.307	10.429
13.0	7.804	11.002

13.5	8.362	11.592
14.0	8.989	12.200
14.5	9.693	12.827
15.0	10.481	13.474
15.5	11.361	14.142
16.0	12.340	14.832
16.5	13.423	15.544
17.0	14.616	16.281
17.5	15.921	17.042
18.0	17.338	17.830
18.5	18.864	18.645
19.0	20.494	19.489
19.5	22.219	20.364
20.0	24.027	21.272

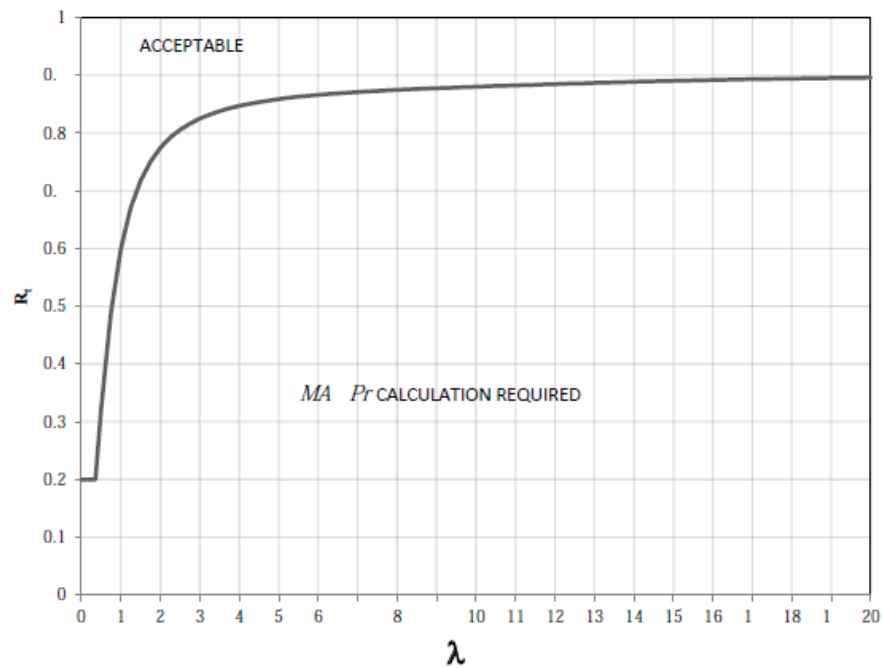


FIGURA 12 CRITERIOS DE DETECCIÓN DE NIVEL 1 PARA LA PÉRDIDA LOCAL DE METAL EN UN CUERPO CILÍNDRICO

Fuente: API 579/ASME FSS-1 2016 FITNESS FOR SERVICE

6.3.2. Evaluación FSS Nivel 2

Los procedimientos de Evaluación de Nivel 2 proporcionan una mejor estimación del Factor de Resistencia Restante que el procedimiento de Nivel 1 para la pérdida local de metal en un componente sujeto a presión interna si hay variaciones significativas en el perfil de espesor. Estos procedimientos tienen en cuenta los efectos de refuerzo local del espesor de pared variable en la región de la pérdida local de metal. Los procedimientos se pueden utilizar para evaluar regiones poco espaciadas de pérdida local. Los procedimientos también pueden usarse para evaluar la pérdida local de metal en un componente Tipo A o Tipo B Clase 1 de forma cilíndrica sujeto a presión externa y cargas suplementarias.

El siguiente procedimiento de evaluación se puede utilizar para evaluar componentes de tipo A sujetos a presión interna. El procedimiento que se muestra a continuación está desarrollado para

componentes presurizados donde se puede determinar un MAWP. Para un tanque de almacenamiento atmosférico, se puede seguir el mismo procedimiento para determinar un MFH reemplazando el MAWP con el MFH y determinando el MFH usando las ecuaciones de código aplicables para el cuerpo de un tanque.

Paso 1: Determine el perfil crítico de espesor (ver Figura 5 y Figura 7)

Paso 2: Determine el espesor mínimo usando una de las siguientes ecuaciones:

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA$$

$$t_c = t_{rd} - FCA$$

Paso 3: Determine el espesor mínimo medido en el área local adelgazada LTA, **tmm**, y la dimensión **s** y **c** para el CTP.

Paso 4: Determine la relación de espesor restante y el parámetro de longitud de defecto longitudinal utilizando las siguientes ecuaciones:

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA_{ml}}{t_c}$$

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{Dt_c}}$$

Paso 5: Determine los criterios límite para dimensiones de falla, si se cumplen los requisitos continuar con el paso 6, de lo contrario el defecto no es aceptable según criterio de evaluación Nivel 2.

$$R_t \geq 0.20$$

$$t_{mm} - FCA_{ml} \geq 2,5 \text{ mm (0.10 in)}$$

$$L_{msd} \geq 1.8\sqrt{Dt_c}$$

Paso 6: Si la región de pérdida de metal es categorizada como un LTA (LTA no es una ranura), entonces proceder con el paso 7, si la región es una ranura y cumple la siguiente ecuación:

$$\frac{g_r}{(1 - R_t)t_c} \geq 0.5$$

Proceder con el paso 7, de lo contrario no es aceptable evaluación de Nivel 2.

Paso 7: Determinar MFH usando el espesor calculado en el paso 2.

$$MFH = \frac{tS}{2.6DG} + 1$$

Paso 8: Determine el factor de resistencia restante para el CTP longitudinal mediante el siguiente procedimiento.

Paso 8.1: Clasifique las lecturas de espesor en orden ascendente según el perfil de pérdida de metal.

Paso 8.2: Establezca el punto de partida de la evaluación inicial como la ubicación de la máxima pérdida de metal. Esta es la ubicación en el perfil de espesor donde se registra **tmm**. Los siguientes puntos de partida deben estar de acuerdo con la clasificación en el Paso 8.1.

Paso 8.3: En el punto de inicio de la evaluación actual, subdividir el perfil de espesor en una serie de subsecciones (ver Figura 13). El número y la extensión de las subsecciones deben elegirse en función de la precisión deseada y deben abarcar las variaciones en la pérdida de metal.

Paso 8.4: Para cada subsección, calcule el factor de resistencia restante usando la siguiente ecuación:

$$RSF^i = \frac{1 - \left(\frac{A^i}{A_0}\right)}{1 - \frac{1}{M_t^i} \left(\frac{A^i}{A_0}\right)}$$

Donde;

$$A_0^i = s^i t_c$$

El parametro M_t^i es determinado de la tabla 7 usando $\lambda = \lambda^i$ y con $s = s^i$

Paso 8.5: Determine el valor mínimo de los factores de resistencia restantes, RSF^i , que se encuentran en el PASO 8.4 para todas las subsecciones (ver figura 14). Este es el valor mínimo del factor de resistencia restante para el punto de evaluación actual.

Paso 8.6: Repita los pasos 8.3 a 8.5 de este cálculo para el siguiente punto de inicio de evaluación que corresponda a la siguiente ubicación de lectura de espesor en la lista de perfil de espesor clasificado.

Paso 8.7: El factor de resistencia restante que se utilizará en la evaluación, RSF, es el valor mínimo determinado para todos los puntos de evaluación.

Paso 9: Evalúe la extensión longitudinal del defecto para cuerpos cilíndricos y cónicos. Si un $RSF \geq RSF_a$, entonces la región de pérdida de metal local es aceptable para la operación en el MFH determinado en el paso 7. Si un $RSF < RSF_a$, entonces la región de pérdida de metal local es aceptable para la operación en MFHr, donde MFHr es calculado utilizando la siguiente ecuación:

$$MFHr = Hf + (MFH - Hf) \left(\frac{RSF}{RSF_a} \right)$$

En este cálculo se utilizará el MFH del paso 7.

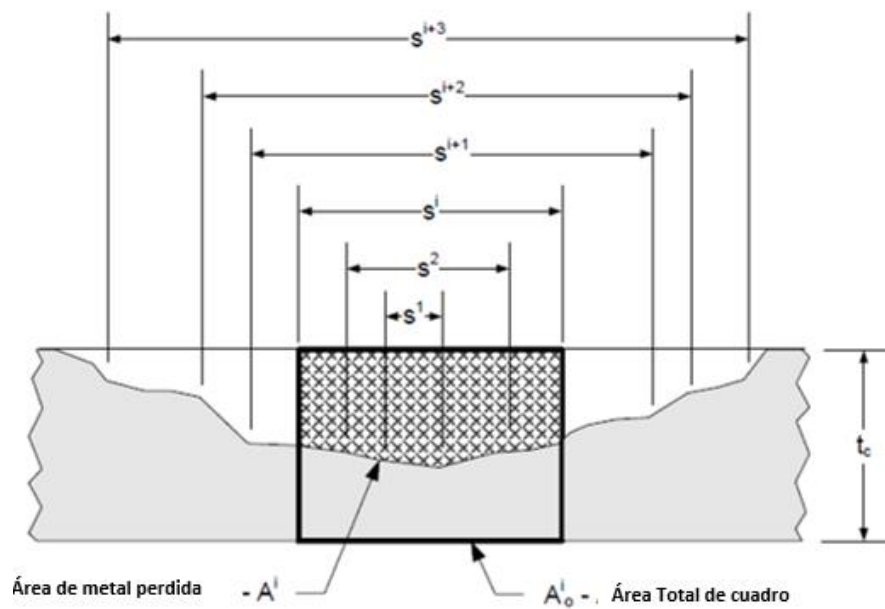


FIGURA 13 PROCESO DE SUBDIVISIÓN PARA DETERMINAR EL RSF

Fuente: API 579/ASME FSS-1 2016 FITNESS FOR SERVICE

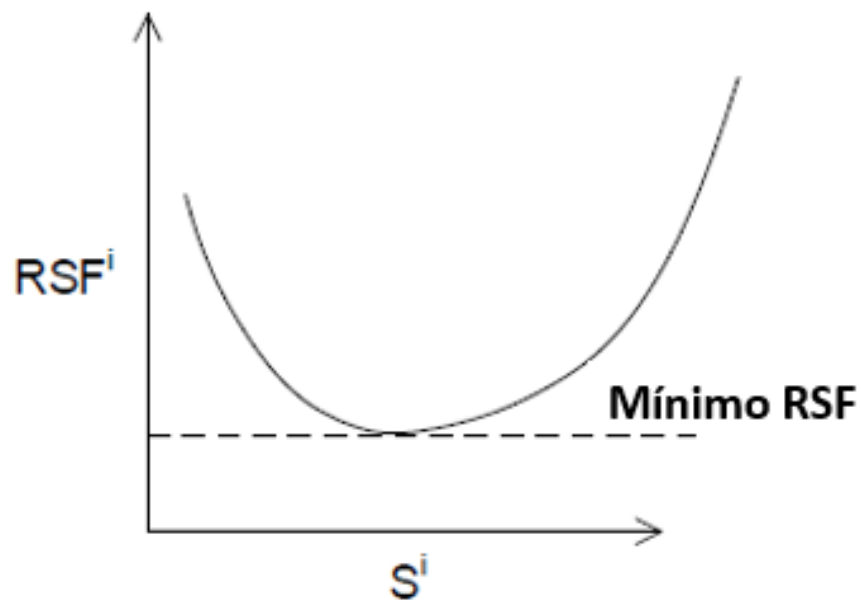


FIGURA 14 MÍNIMO VALOR RSF DETERMINADO

Fuente: API 579/ASME FSS-1 2016 FITNESS FOR SERVICE

7. CAPITULO III: DESARROLLO DE LA MONOGRAFÍA

En este capítulo se desarrolla el método cuantitativo de evaluación de aptitud para el servicio según norma API 579/ASME FSS-1 siguiendo los procedimientos del Capítulo II, los resultados obtenidos permitirán conocer si el tanque atmosférico de techo fijo puede seguir en servicio o requiere reparación.

La norma API 579/ASME FSS-1 indica en sus notas especiales que la evaluación de aptitud para el servicio inicia cuando el código de diseño construcción o fabricación ha sido violado, a continuación, se presenta el espesor mínimo requerido para la lámina (componente) del tanque que no cumple con el código de diseño.

$$t_{mm} = \frac{2.6HDG}{SE}$$

$$t_{mm} = \frac{2.6 * 19.78 * 109.9 * 0.8338}{27400 * 0.85}$$

$$t_{mm} = \frac{4712.58}{23290}$$

$$t_{mm} = 0.2023 \text{ in}$$

El espesor mínimo medido (0,12 in) no cumple con el espesor mínimo por diseño

7.1. Recolección de datos para evaluación

En la siguiente tabla se presentan los datos e información requerida de equipo a evaluar, estos datos fueron obtenidos de planos de diseño original y placa de tanque.

TABLA 8 DATOS REQUERIDOS PARA EVALUACIÓN DE APTITUD PARA EL SERVICIO

Datos de Diseño y Operación	
Identificación de Equipo:	TK-41

Tipo de Equipo:	Tanque atmosférico de Techo fijo
Componente y Localización	Lámina de cuarto Anillo
Código de Diseño:	API 650
Numero de Anillos de cuerpo:	7
Material de Construcción:	ASTM A36
MFH	11.80 m
Temperatura de diseño:	15°C
Servicio:	Diésel
Operación Cíclica:	No
Año de Construcción:	1968
Gravedad específica de servicio:	0.8338 (15°C)
Altura Nominal:	12.06 m
Capacidad:	12719 m3
Tipo de Daño encontrado:	Perdida de Metal Local
Localización del Daño:	Externa
Tipo de Ambiente:	Industrial Marino (externo)
Historial de Mantenimiento	
Año 1981: Cambio total de Piso de tanque	
Año 1995: Colocación de Parches en Piso, inclusión de nueva boquilla en primer anillo.	

Año 2000: Mantenimiento y pintura interna y externa de Tanque
Año 2012: Cambio total de Piso
Historial de Inspección
Año 1991: Corrosión general en el cuerpo interno y externo.
Año 2001: Corrosión en séptimo anillo, picaduras.
Año 2010: Corrosión general interna y externa, perforaciones de láminas de piso
Año 2019: Corrosión general externa, picaduras en cuarto anillo

7.1.1. Inspección Visual y dimensionamiento de planos y perfiles de inspección

Se realizó inspección visual externa de tanque, en la parte superior del anillo de rigidez ubicado en el cuarto anillo, se pudo constatar la presencia de picaduras reportadas en informe de inspección visual del año 2019. En la figura 15, se ilustran las áreas localmente adelgazada producto de la corrosión por picaduras.



FIGURA 15 PRIMER ÁREA LOCALMENTE ADELGAZADA POR PICADURAS

Fuente: Autor

Para dimensionar el área localmente adelgazada se utilizó una regla y un medidor de picaduras para medir profundidad (ver figura 16 y figura 17), los resultados se presentan en la tabla 9, en esta medición se estableció los valores **s** y **c** del área localmente adelgazada, se duplicó la dimensión **s** y la dimensión **c** como se indica en el paso 7 de la sección 6.2.5 anterior, no se encontraron más áreas adelgazadas en el interior del cuadro $2s \times 2c$, también se dimensionó la discontinuidad estructural más cercana, estos valores se encuentran en la tabla 7.

Con un medidor de espesor por ultrasonido se tomaron mediciones en área adjunta al defecto para establecer el espesor actual del componente, la separación entre perfiles de inspección longitudinal se determinó en una pulgada, por lo que se tomaron 7 perfiles de inspección longitudinal.

En la figura 18 se presenta la red de inspección realizada en la zona localmente adelgazada, la dimensión **s** y la dimensión **c** además del perfil crítico de espesor CTP. En la figura 19 se presenta el plano de proyección longitudinal.



FIGURA 16 MEDICIÓN DE DIMENSIÓN S Y C

Fuente: Autor



FIGURA 17 MEDICIÓN DE PICADURAS

Fuente: Autor

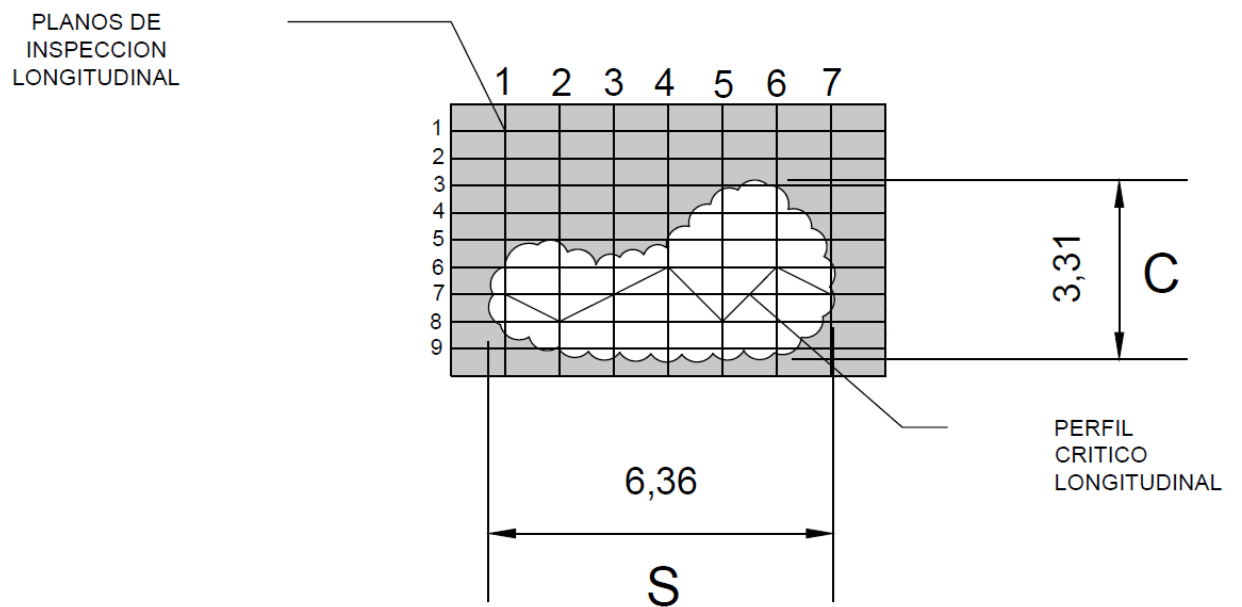


FIGURA 18 RED DE INSPECCIÓN.

Fuente: Autor



FIGURA 19 PERFIL CRITICO DE ESPESOR CTP

Fuente: Autor

TABLA 9 DATOS OBTENIDOS DE INSPECCIÓN

Datos Obtenidos de Inspección			
Dimensión s	6.36 in	Plano de Inspección 1	
Dimensión c	3.31 in	Localización	Espesor (in)
Diámetro interno	109.9 ft	1	0.36
L_{msd}	196.8 in	2	0.34
t_{rd}	0.36 in	3	0.36
t_{mm}	0.12 in	4	0.36
t_{nom}	0.4375 in	5	0.29
Eficiencia de Junta	0.85	6	0.29
FCA	0.0	7	0.28
Cargas suplementarias	0.0	8	0.34
$LOSS$	0.0775	9	0.36
S	27400 psi	tmm	0.28

Plano de Inspección 2		Plano de Inspección 3		Plano de Inspección 4	
Localización	Espesor (in)	Localización	Espesor (in)	Localización	Espesor (in)
1	0.36	1	0.35	1	0.36
2	0.36	2	0.36	2	0.36
3	0.34	3	0.33	3	0.32
4	0.36	4	0.33	4	0.30
5	0.30	5	0.25	5	0.18
6	0.26	6	0.19	6	0.17
7	0.28	7	0.18	7	0.25
8	0.28	8	0.27	8	0.27
9	0.32	9	0.31	9	0.34
tmm	0.26	tmm	0.18	tmm	0.17
Plano de Inspección 5		Plano de Inspección 6		Plano de Inspección 7	
Localización	Espesor (in)	Localización	Espesor (in)	Localización	Espesor (in)
1	0.32	1	0.34	1	0.36
2	0.28	2	0.34	2	0.35
3	0.21	3	0.32	3	0.34
4	0.15	4	0.24	4	0.35
5	0.15	5	0.21	5	0.29

6	0.16	6	0.18	6	0.29
7	0.16	7	0.19	7	0.28
8	0.12	8	0.23	8	0.34
9	0.28	9	0.29	9	0.36
tmm	0.12	tmm	0.18	tmm	0.28

7.2. Evaluación de área local adelgazada

7.2.1. Evaluación de Aptitud Para Servicio Nivel 1

Paso 1: En este paso se determinó el perfil critico de espesor CTP como se visualiza en la Figura 18.

Paso 2: En este paso se calcula el espesor mínimo a ser usado en la evaluación con la siguiente ecuación:

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA$$

$$t_c = 0.47375 - 0.775 - 0.0$$

$$t_c = 0.36 \text{ in}$$

Paso 3: En este paso se determinó el mínimo espesor medido en el área local adelgazada, la distancia s y la distancia c

$$t_{mm} = 0.12 \text{ in}$$

$$s = 6.36 \text{ in}$$

$$c = 3.31 \text{ in}$$

Paso 4: En este paso se determinó la relación de espesor restante y el parámetro de longitud de defecto longitudinal utilizando las siguientes ecuaciones:

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA_{ml}}{t_c}$$

$$R_t = \frac{0.12 - 0.0}{0.36}$$

$$R_t = 0.333$$

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{D}t_c}$$

$$\lambda = \frac{1.285 * 6.36}{\sqrt{1318.8} * 0.36}$$

$$\lambda = \frac{8.1726}{21.79}$$

$$\lambda = 0.375$$

Paso 5: En este paso se determinó los criterios límite para dimensiones de falla:

$$R_t \geq 0.20$$

$$0.333 \geq 0.20 \quad \text{Acceptable}$$

$$t_{mm} - FCA_{ml} \geq 2,5 \text{ mm (0.10 in)}$$

$$0.12 - 0.0 \geq 0.10$$

$$0.12 \geq 0.10 \quad \text{Acceptable}$$

$$L_{msd} \geq 1.8\sqrt{D}t_c$$

$$196.8 \geq 1.8\sqrt{1318.8} * 0.36$$

$$196.8 \geq 39.22 \quad \text{Acceptable}$$

Paso 6: La región de pérdida de metal es categorizada como un área local adelgazada LTA por lo cual se procede al paso 7

Paso 7: En este paso se determinó el MFH con la siguiente ecuación:

$$MFH = \frac{tS}{2.6DG} + 1$$

$$MFH = \frac{0.36 * 27400}{2.6 * 109.9 * 0.8338} + 1$$

$$MFH = \frac{9864}{238.25} + 1$$

$$MFH = 42.40 \text{ ft}$$

Paso 8: con los valores de λ y R_t se ubico punto de intersección de la figura 12

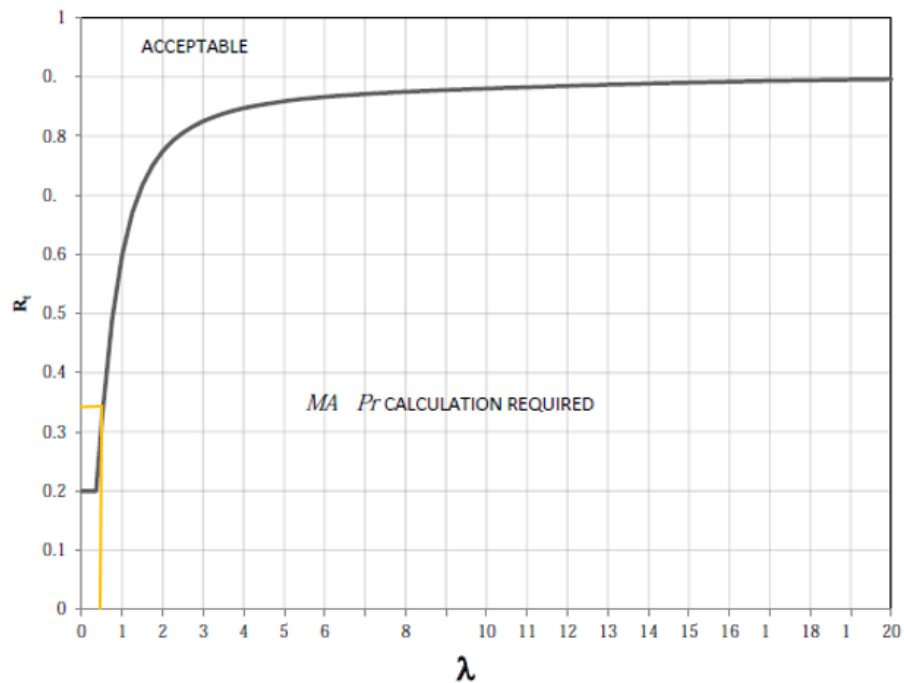


FIGURA 20 EVALUACIÓN DE PUNTOS DE INTERSECCIÓN DE λ Y R_t

Fuente: Autor

La intersección de las líneas de los valores λ y R_t se ubica en la línea divisoria entre aceptable y no aceptable, no está en la parte superior como indica la norma API 579/FSS-1 para ser aceptable, para tener un resultado cuantitativo se procede a realizar evaluación nivel 2.

7.2.2. Evaluación de Aptitud Para Servicio Nivel 2

Paso 1: En este paso se determinó el perfil crítico de espesor CTP como se visualiza en la Figura 18.

Paso 2: En este paso se calcula el espesor mínimo a ser usado en la evaluación con la siguiente ecuación:

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA$$

$$t_c = 0.47375 - 0.775 - 0.0$$

$$t_c = 0.36 \text{ in}$$

Paso 3: En este paso se determinó el mínimo espesor medido en el área local adelgazada, la distancia s y la distancia c

$$t_{mm} = 0.12 \text{ in}$$

$$s = 6.36 \text{ in}$$

$$c = 3.31 \text{ in}$$

Paso 4: En este paso se determinó la relación de espesor restante y el parámetro de longitud de defecto longitudinal utilizando las siguientes ecuaciones:

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA_{ml}}{t_c}$$

$$R_t = \frac{0.12 - 0.0}{0.36}$$

$$R_t = 0.333$$

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{Dtc}}$$

$$\lambda = \frac{1.285 * 6.36}{\sqrt{1318.8 * 0.36}}$$

$$\lambda = \frac{8.1726}{21.79}$$

$$\lambda = 0.375$$

Paso 5: En este paso se determinó los criterios límite para dimensiones de falla:

$$R_t \geq 0.20$$

$$0.333 \geq 0.20 \quad \text{Acceptable}$$

$$t_{mm} - FCA_{ml} \geq 2,5 \text{ mm (0.10 in)}$$

$$0.12 - 0.0 \geq 0.10$$

$$0.12 \geq 0.10 \quad \text{Acceptable}$$

$$L_{msd} \geq 1.8\sqrt{Dtc}$$

$$196.8 \geq 1.8\sqrt{1318.8 * 0.36}$$

$$196.8 \geq 39.22 \quad \text{Acceptable}$$

Paso 6: La región de pérdida de metal es categorizada como un área local adelgazada LTA por lo cual se procede al paso 7

Paso 7: En este paso se determinó el MFH con la siguiente ecuación:

$$MFH = \frac{tS}{2.6DG} + 1$$

$$MFH = \frac{0.36 * 27400}{2.6 * 109.9 * 0.8338} + 1$$

$$MFH = \frac{9864}{238.25} + 1$$

$$MFH = 42.40 \text{ ft}$$

Paso 8: En este paso se calculó el valor de esfuerzo remanente para el perfil critico de espesor CTP longitudinal.

Paso 8.1: Se clasifico las lecturas de espesor en orden ascendente según el perfil de pérdida de metal, esta clasificación se presenta en la tabla 10.

Tabla 10. Clasificación de lecturas de espesor

Clasificación de lecturas		
Localización de la inspección	Localización longitudinal (in)	Medidas de espesor (in)
1	0	0.28
2	0.5	0.26
3	1	0.18
4	1.5	0.17
5	2	0.12
6	2.5	0.18
7	3	0.28

Paso 8.2: Se estableció el punto de partida en la localización de inspección 4, parte central del perfil de inspección longitudinal.

Paso 8.3: Se subdividió el perfil de espesor en cinco subsecciones como se presenta en la figura 21.

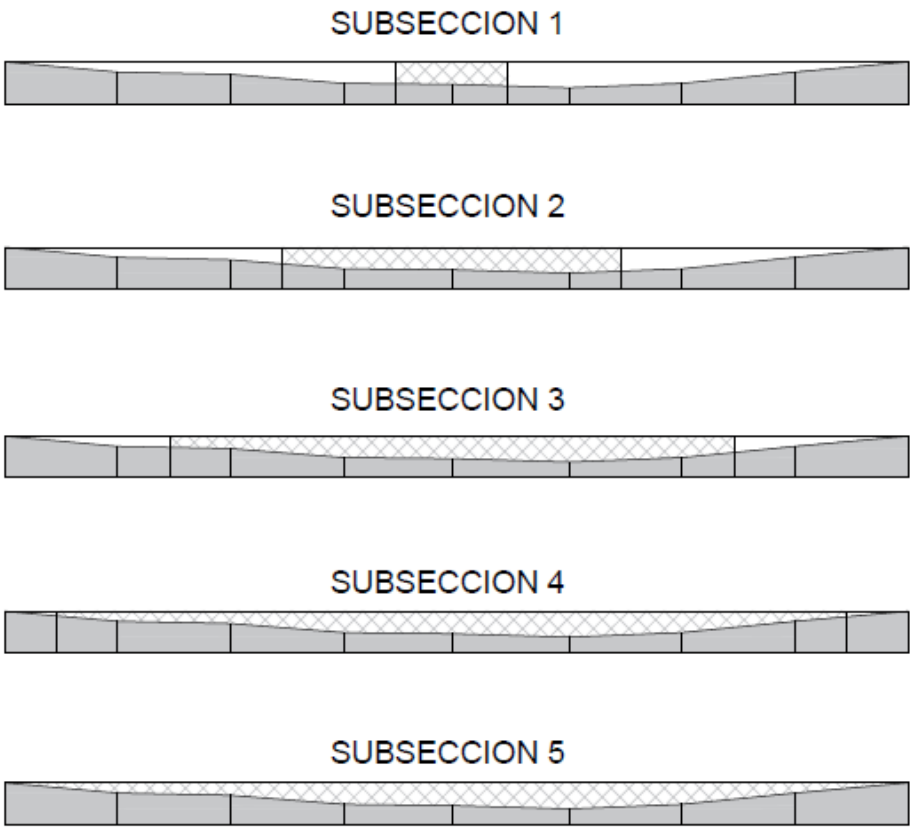


FIGURA 21 SUBDIVISIÓN DE PERFIL LONGITUDINAL DE ESPESORES

Fuente: Autor

Paso 8.4; Para cada Subsección se calculó el factor de esfuerzo remanente, los resultados se presentan en la tabla 11, además se presentan resultados de los pasos 8.5, 8.6 y 8.7

TABLA 10 CALCULO DE FACTOR DE ESFUERZO REMANENTE POR CADA SUBSECCIÓN

Calculo de factor de esfuerzo remanente por cada Subsección						
Subsección	S^i	λ	A^i	A_0^i	M_t^i	RSF^i
1	1	0,05897425	0,2023	0,37	1,001194627	0,99856269
2	3	0,17692274	0,6033	1,11	1,008148153	0,99046857
3	5	0,29487124	0,9041	1,85	1,024731185	0,97745232
4	7	0,41281973	1,0782	2,59	1,052070176	0,96590553
5	8	0,47179398	1,1008	2,96	1,070146666	0,96263975

El valor M_t^i se obtuvo de la siguiente formula:

$$M_t^i = (1.0010 - 0.014195\lambda + 0.29090\lambda^2 - 0.096420\lambda^3 + 0.020890\lambda^4 - 0.0030540\lambda^5 + 2.9570(10^{-4})\lambda^6 - 1.8462(10^{-5})\lambda^7 + 7.1553(10^{-7})\lambda^8 - 1.5631(10^{-8})\lambda^9 + 1.4656(10^{-10})\lambda^{10})$$

El valor de RSF^i se obtuvo de la siguiente formula:

$$RSF^i = \frac{1 - \left(\frac{A^i}{A_0^i}\right)}{1 - \frac{1}{M_t^i} \left(\frac{A^i}{A_0^i}\right)}$$

Paso 9: Se evaluo la extensión longitudinal del defecto para cuerpos cilíndricos mediante el siguiente criterio de aceptacion “SI un $RSF \geq RSF_a$, entonces la región de pérdida de metal local es aceptable para la operación en el MFH determinado en el paso 7”

El valor de esfuerzo remanente admisible RSF_a recomendado por la norma API 579/ASME FSS-1 es de 0.90

El menor valor de RSF^i de la Tabla 11 es 0.9626, este valor es el factor de esfuerzo remanente RSF

$$RSF \geq RSF_a$$

$$0.9626 \geq 0.90 \text{ Aceptado}$$

7.3. Calculo de vida remanente

Para el cálculo de vida remanente se utilizó las siguientes fórmulas de las normas de inspección API:

$$Crate = \frac{t_{previous} - t_{actual}}{time}$$

$$Remaining\ life = \frac{t_{actual} - t_{required}}{C\ rate}$$

En la inspección visual de abril del 2019 el inspector reporto el espesor mínimo medido en el área localmente adelgazada con un valor 0.135 in, este valor se tomará como espesor previo para cálculo de velocidad de corrosión

$$Crate = \frac{t_{previous} - t_{actual}}{time}$$

$$Crate = \frac{0.135 - 0.120}{1.5}$$

$$Crate = 0.01$$

La norma de inspección de tanques de almacenamiento API 653 indica que el espesor mínimo para un área con adelgazamiento local por picaduras en láminas del cuerpo de un tanque es de 0.10 in, este valor será usado como espesor requerido para el cálculo de vida remanente.

$$Remaining\ life = \frac{t_{actual} - t_{required}}{C\ rate}$$

$$\textit{Remaining life} = \frac{0.120 - 0.100}{0.01}$$

$$\textit{Remaining life} = 2 \text{ años}$$

8. CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. Conclusiones

Gracias a la evaluación realizada al tanque de almacenamiento se ha comprobado que el componente del tanque se encuentra apto para servicio, el tiempo de vida remanente en este componente es muy corto, debido al mecanismo de daño que está afectado el acero y causando pérdidas de metal a una velocidad de corrosión crítica por tal motivo se deben definir las acciones correctivas necesarias para restablecer la confiabilidad y continuidad operacional del tanque.

Es muy importante acotar que los procedimientos de la Sección 5 de la norma API 579/ASME FSS-1, pueden usarse para evaluar los componentes sujetos a pérdidas de metal local por corrosión, erosión y daño mecánico que superan o prevé exceder la tolerancia a la corrosión antes de la siguiente inspección programada. La pérdida de metal local puede ocurrir en la superficie interior o exterior del componente.

Los resultados esperados en el caso particular de estudio mediante la aplicación de la norma API 579/ASME FSS-1 por la evaluación cuantitativa de Nivel 2 realizada al tanque son sumamente importantes, ya que muestra al evaluador una visión significativa de la condición actual del activo físico de la empresa. Es cierto que se deben establecer condiciones necesarias para realizar una inspección integral del tanque, pero ésta metodología permite mitigar sin lugar a dudas la incertidumbre, ya que esta representa un fenómeno muy complejo.

El método de evaluación de aptitud para el servicio por nivel 2 de la norma API 579/ASME FSS-1 desarrollado en este estudio calcula el factor de resistencia restante del área local adelgazada del componente del tanque de almacenamiento. El procedimiento se basa en principios de plasticidad, y es un método muy simple y directo para propósitos de evaluación de integridad.

8.2. Recomendaciones

En base a las conclusiones se recomienda reparar el área afectada por relleno de soldadura o parche a traslape, si está programado el mantenimiento del tanque se recomienda reemplazar la lámina que contiene el mecanismo de daño que está afectando al tanque, además se recomienda realizar un estudio estructural por cargas de viento en el tanque, con la finalidad de eliminar el anillo de rigidez central del tanque ya que esta estructura permite la acumulación de sedimentos y agua lluvia, si no se elimina esta estructura el mecanismo de daño puede presentarse en otra lamina del tanque afectando la integridad futura. también, se recomienda realizar inspección visual de acuerdo a norma de inspección API 653 en los intervalos recomendados por esta norma y establecer un plan de inspección de acuerdo a los mecanismos de daño presentes en la parte externa e interna del tanque.

9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] API Publication 579, Recommended Practice for Fitness-For-Service, American Petroleum Institute, Washington, D.C., 2000.
- [2] NBIC, National Board Inspection Code, ANSI/NB-23, National Board, Columbus, Ohio, 2004.
- [3] API Publication 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, American Petroleum Institute, Washington, D.C., 2020.
- [4] API Publication 650, Welded Steel Tanks for Oil Storage, American Petroleum Institute, Washington, D.C., 2020.
- [5] Sims, J. R., Hantz, B. F., and Kuehn, K. E., 1992, "A Basis for the Fitness-For-Service Evaluation of Thin Areas in Pressure Vessels and Storage Tanks," ASME PVP Vol. 233, Pressure Vessel Fracture, Fatigue, and Life Management (1992): 51-58.
- [6] Hantz, B. F., Sims, J. R., Kenyon, C. T., and Turbak, T. A., (1993) "Fitness-For-Service: Groove Like Local Thin Areas on Pressure Vessels and Storage Tanks", ASME PVP Vol 252, Plant Systems/Components Aging Management.
- [7] Osage, D.A., Davis, R.C., Brown, R.G., and Andreani, J.L. "Use of Non-linear Analysis Techniques in Fitness-For-Service Assessment in the Refining Industry," ASME, PVP Vol. 277, Pages 143-161, 1994.
- [8] Holtam C. M., Baxter D. P., Aschroft I. A., Thomson R. C. "A Survey of Fitness-For-Service Trends in Industry", Journal of Pressure Vessel Technology", Vol. III, February (2011).